6 APERÇU DES ACTIVITÉS

6.1 Stratégie 45

6.1.1 Conforter son *leadership* européen et ses atouts compétitifs sur le long terme 46
6.1.1.1 France 46
6.1.1.2 Europe 46
6.1.1.3 Gaz 47

6.1.2 Promouvoir l'efficacité énergétique, les énergies renouvelables et les technologies performantes sur le plan environnemental 47

6.1.3 Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde 47

6.1.4 Politique d'investissement 48
6.1.4.1 Investissements en 2010 48
6.1.4.2 Investissements en 2011 48
6.1.4.3 Investissements dans le nouveau nucléaire d'ici 2020 48

6.2 Présentation de l'activité du groupe EDF en France 49

6.2.1 Opérations non régulées France 49
6.2.1.1 Production d'électricité 49
6.2.1.2 Commercialisation 71
6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading 78

6.2.2 Opérations régulées France 82
6.2.2.1 Transport – RTE EDF Transport 82
6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF) 87
6.2.2.3 Systèmes Énergétiques Insulaires 91
6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») 92

6.3 Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international 93

6.3.1 Royaume-Uni 96
6.3.1.1 Présentation du Groupe au Royaume-Uni et stratégie 96
6.3.1.2 EDF Energy 97

6.3.2 Allemagne – EnBW 105

6.3.3 Italie 106
6.3.3.1 Edison 107
6.3.3.2 Fenice 110
6.3.3.3 Relance du nucléaire en Italie 111

6.3.4 Autre International 111
6.3.4.1 Europe centrale et orientale 111
6.3.4.2 Benelux 113
6.3.4.3 Suisse 115
6.3.4.4 Autriche 115
6.3.4.5 Espagne 115
6.3.4.6 États-Unis 116
6.3.4.7 Asie/Pacifique 123
6.3.4.8 Amérique latine 125
6.3.4.9 Afrique 125

6.4 Autres activités et fonctions transverses 126

6.4.1 Autres activités 126
6.4.1.1 Énergies nouvelles 126
6.4.1.2 Tiru 130
6.4.1.3 Électricité de Strasbourg 130
6.4.1.4 Dalkia 130
6.4.1.5 Autres participations 131

6.4.2 Activités Gaz 131
6.4.2.1 Contexte du marché européen du gaz naturel 131
6.4.2.2 Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel 131
6.4.2.3 Marché final du gaz naturel 131
6.4.2.4 La sécurisation des approvisionnements gaziers 133

6.4.3 Politique de développement durable et service public 134
6.4.3.1 Éthique et gouvernance : l'engagement de développement durable d'EDF 134
6.4.3.2 La politique environnementale 135
6.4.3.3 La politique sociétale 139
6.4.3.4 Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical 139
6.4.3.5 Service public en France 140

6.5 Environnement législatif et réglementaire 140

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité 141
6.5.1.1 Législation européenne 141
6.5.1.2 Législation française 141

6.5.2 Législation relative au marché du gaz 145
6.5.2.1 Législation communautaire 145
6.5.2.2 Législation française 145

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité 146

6.5.4 Réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité 147
6.5.4.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) 147
6.5.4.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires 147
6.5.4.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe 151
6.5.4.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité 152
6.5.4.5 Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF 155

Le groupe EDF est un énergéticien intégré, présent sur l'ensemble des métiers de l'électricité : la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le négoce d'énergies. Il est l'acteur principal du marché français de l'électricité et détient des positions fortes au Royaume-Uni et en Italie, qui en font l'un des électriciens leader en Europe et un acteur gazier reconnu.

Avec une puissance installée de 133,9 GW [1] dans le monde au 31 décembre 2010 (129,8 GW en Europe) pour une production mondiale de 630,4 TWh, le Groupe dispose, parmi les grands énergéticiens européens, du parc de production le plus important et le moins émetteur de CO_2 par kWh produit [2] grâce à la part du nucléaire et de l'hydraulique dans son mix de production.

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

Les activités du Groupe traduisent le choix d'un modèle équilibré entre France et international, opérations concurrentielles et régulées et reposant sur une intégration amont-aval. En 2010, le Groupe a réalisé un chiffre d'affaires consolidé de 65,2 milliards d'euros, un excédent brut d'exploitation de 16,6 milliards d'euros et un résultat net courant de 4 milliards d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les parts de marché du Groupe sur ses trois principaux secteurs opérationnels en 2010 et 2009 :

	Electricité (production)		Gaz (vente)	
	2010	2009	2010	2009
France	85 %(1)	86 %(1)	4 %(2)	4 %(2)
Royaume-Uni	16 %(3)	22 %(3)	4 %(3)	5 %(3)
Italie	15 %(4)	15 %(4)	n/d(5)	n/d(5)

(1) Calculé sur la base de « L'énergie éléctrique en France » publiée par RTE en 2009 et 2010.

(2) Calculé sur la base de données issues du site du ministère en charge de l'Énergie (France).

(3) Calculé sur la base de données publiées par le Department of Energy and Climate Change (Royaume-Uni).

(4) Chiffres pour Edison, issus des rapports annuels Edison 2009 et 2010.

(5) Chiffres non disponibles à la date de dépôt du présent document de référence. À titre indicatif, la part de marché d'Edison sur la demande italienne totale de gaz (y compris consommation des centrales) est de 19 % en 2010, contre 17 % en 2009).

Compte tenu de l'application de l'IFRS 5 consécutive à la cession d'EnBW, les parts de marché historiques du Groupe en Allemagne ont été exclues.

6.1 Stratégie

Des changements mondiaux majeurs sont en cours, caractérisés par :

- Une concentration urbaine accrue : 50 % de la population vit en ville aujourd'hui, le taux d'urbanisation devrait atteindre 70 % en 2050 [4] ;
- La montée d'un monde pluriel et multipolaire : nouvelles puissances émergentes (Chine, Brésil, Inde, Russie), signifiant la fin de l'exclusivité des pays développés sur les technologies les plus performantes ;
- Un ensemble de solutions énergétiques plus diffuses et décentralisées : systèmes urbains, énergies locales, réseaux et compteurs intelligents ;
- La rareté croissante des ressources énergétiques primaires et la nécessité de « décarboner » la production d'énergie.

Pour autant, le défi énergétique mondial subsiste : répondre à la croissance des besoins, dans un contexte de raréfaction des ressources et de contraintes climatiques.

Ce contexte mondial et les priorités définies au niveau européen en matière de sécurité énergétique et de réduction des émissions de gaz à effet de serre imposent d'investir, tant en amont, en privilégiant les technologies peu émettrices de CO_2 (ou faiblement carbonées), qu'en aval (maîtrise de la demande d'énergie grâce à des usages plus efficaces et développement des énergies renouvelables réparties).

De plus, le monde commence à émerger difficilement de la crise de grande ampleur qui a affecté l'économie mondiale depuis l'automne 2008, et qui a pesé fortement sur la demande européenne d'électricité et de gaz.

Parce qu'il permet de concilier compétitivité, indépendance énergétique et faibles émissions de CO_2, le recours au nucléaire semble une composante essentielle du mix énergétique du futur, aussi bien en France que dans un grand nombre de régions du monde.

Premier producteur nucléaire mondial, disposant d'une base européenne unique avec une présence forte sur trois marchés principaux, le Groupe estime disposer des atouts pour tirer parti de ce contexte. L'ambition d'EDF consiste à renforcer ses atouts via trois dimensions stratégiques majeures :

- conforter le choix du modèle industriel de concepteur, producteur et exploitant ;
- développer des solutions éco-efficaces auprès des clients ;
- en tant que fournisseur et opérateur de réseaux d'électricité, participer activement au développement de solutions de proximité et de « systèmes électriques intelligents ».

Pour y parvenir, l'innovation et la mobilisation des compétences sont deux enjeux clés, sur lesquels le Groupe se concentre. Par ailleurs, comme après

1. *Chiffres calculés conformément aux règles de consolidations comptables. Les données Groupe figurant dans cette section n'intègrent pas EnBW, sauf indication contraire.*
2. *Source : PriceWaterhouseCoopers : « Facteur carbone européen novembre 2010 ».*
3. *Un client peut avoir deux comptes clients : un pour l'électricité et un pour le gaz.*
4. *Source : United Nations Population Division.*

les accidents ayant précédé celui du Japon en mars 2011, qui avaient donné lieu à d'importants programmes d'actions d'amélioration de la sûreté des réacteurs d'EDF, le Groupe apportera toute son expertise à l'analyse des causes et à la définition des actions nouvelles à mettre en place, car la sûreté est la priorité absolue d'EDF.

À terme, EDF ambitionne de développer, à côté du conseil et de l'investissement, des prestations d'opérateur pour le compte de tiers.

Le Groupe s'attache à développer des partenariats et des coopérations opérationnelles pour contribuer à la réalisation de ses priorités.

Les investissements du Groupe portent prioritairement sur les trois axes suivants :

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

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

6.1.1.1 France

En France, à la suite de la publication en avril 2009 des conclusions de la Commission Champsaur qui a émis un certain nombre de propositions concernant l'organisation future du marché électrique en France, la loi NOME a été promulguée le 7 décembre 2010 et publiée au Journal Officiel le 8 décembre 2010 (voir sections 6.2.1.2.1.2. (« La concurrence ») et 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Dans ce contexte, le groupe EDF poursuit quatre objectifs :

- fournir à ses clients de nouvelles offres énergétiques performantes et à bas carbone, élargies au gaz et aux services (voir section 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par catégories de clients »)) ;
- poursuivre l'adaptation et la modernisation de son parc de production d'électricité, en améliorant la performance et en pérennisant l'exploitation :
  - dans le thermique à flamme, EDF renforce ainsi ses moyens de production semi-base et de pointe : il est prévu de mettre en service près de 1 360 MW d'ici à fin 2012, dans les trois cycles combinés à gaz de Martigues et Blénod ;
  - dans l'activité hydroélectrique : la mise en concurrence des concessions hydrauliques est un enjeu important sur lequel EDF est fortement mobilisé (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique »)). Par ailleurs, EDF entend préserver la qualité de son potentiel de production et étudier de nouveaux projets ;
  - dans le nucléaire, EDF a lancé un important programme afin (i) de se mettre en position de prolonger la durée d'exploitation moyenne du parc jusqu'à 60 ans, à l'instar d'autres exploitants nucléaires dans le monde (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) et (ii) d'améliorer les performances d'exploitation de ses centrales avec l'objectif d'atteindre un taux de disponibilité de 85 % à horizon 2015.
- préparer le renouvellement du parc nucléaire au travers notamment des retours d'expérience des constructions de nouveaux réacteurs et conserver une avance au niveau technologique. Pour les moyens de base, EDF prépare le renouvellement du parc nucléaire en construisant l'EPR de Flamanville (environ 1 600 MW, production electrique commercialisable en 2014) et procède à des études dans le cadre de la construction d'un second EPR en France à Penly, dont il serait l'exploitant, avec la participation prévue d'autres énergéticiens (voir 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) ;
- mettre en œuvre une politique d'investissements soutenus dans les réseaux d'électricité. Le Groupe entend rester un opérateur exemplaire et transparent sur ses activités régulées. Concernant l'activité distribution, la qualité du service offert à tous les utilisateurs du réseau constitue le principal enjeu. Dans cette optique, une politique d'investissements est mise en œuvre en mettant en avant des technologies innovantes et génératrices de performance, dans un contexte de fort développement des besoins liés à l'essor de la production décentralisée. L'expérimentation sur deux zones-pilotes de compteurs communicants, en préalable à un éventuel déploiement national, en est une illustration. Pour l'activité transport, au-delà des enjeux liés au renforcement du réseau très haute tension en France, le groupe EDF est très favorable au développement des interconnexions permettant de fluidifier les échanges transfrontaliers et d'accroître la sécurité d'alimentation. De même, le groupe EDF soutient le renforcement des coopérations entre gestionnaires de réseaux de transport (« GRT »), de manière à accélérer l'intégration des marchés régionaux et, à terme, du marché européen.

6.1.1.2 Europe

En Europe, le Groupe EDF cherche à disposer d'un portefeuille équilibré et dont la structure favorise la concrétisation des synergies opérationnelles (voir aussi la section 6.1.3 (« Etre un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)).

Royaume-Uni

Dans le cadre du programme de cessions de 5 milliards d'euros annoncé en février 2009, le Groupe EDF a finalisé fin octobre 2010 la cession de ses réseaux de distribution d'électricité au groupe Cheung Kong Infrastructures Holdings Limited de Hong-Kong, ce qui lui permet de dépasser les engagements du programmme de cessions par cette seule opération.

À la suite de la prise de contrôle de British Energy par le Groupe EDF en 2009, EDF Energy achève de mettre en œuvre l'intégration annoncée par le Groupe lors de cette opération, qui a permis de générer environ 200 millions d'euros de synergies. Au delà, EDF Energy vise à obtenir un allongement de la durée d'exploitation des centrales nucléaires existantes – en décembre 2010, la décision d'étendre sur 5 ans la durée d'exploitation de Heysham 1 et Hartlepool a ainsi pu être prise à la suite des résultats positifs des études menées sur ces réacteurs (voir section 6.3.1.2.3 (« Division Nucléaire existant »)) – et entend jouer un rôle de premier plan dans le développement de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni dont le gouvernement britannique a fait un des piliers de sa politique énergétique associant décarbonisation, sécurité d'approvisionnement et compétitivité.

Italie

Le groupe EDF a la volonté de contribuer au renforcement du modèle d'activité d'Edison dans un contexte difficile de renégociations des contrats d'approvisionnements gaziers et de marché en surcapacité exacerbée par la crise économique (voir section 6.3.3.1 (« Edison »)).

A la demande de ses partenaires italiens, le groupe EDF a engagé des discussions sur le renouvellement du pacte d'actionnaires relatif à Edison en fin d'année 2010. Ces discussions sont encore en cours à la date de dépôt du présent document de référence.

Benelux

Après l'acquisition en novembre 2009 de 51 % du capital de SPE en Belgique, participation portée à 63,5% en 2010 après le rachat de titres auprès de trois actionnaires minoritaires belges, et la mise en service aux Pays-Bas de la centrale CCG de SLOE (voir section 6.3.4.2 (« Benelux »)), le Groupe entend bâtir une position solide au Benelux, marché voisin de la France au cœur de la plaque continentale. Un programme de synergies a été mis en place avec notamment l'apport du portefeuille commercial d'EDF Belgium à SPE.

Europe centrale et orientale et Russie

Ces pays présentent un important potentiel de développement pour le Groupe, notamment la Pologne, de par sa taille et ses perspectives de croissance. Des accords existent avec PGE, premier énergéticien polonais, dans le nucléaire.

Une joint venture a été créée début 2010 entre Inter Rao et Fenice pour promouvoir l'efficacité énergétique en Russie. Des coopérations dans le nucléaire avec Rosatom (voir section 6.1.3 (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)) et sur les réseaux de distribution entre EDF, via ERDF-I, et le distributeur russe d'électricité MRSK sont aussi engagées.

Suisse

Le Groupe est actionnaire et le partenaire industriel étranger de la société Alpiq Holding SA (voir section 6.3.4.3 (« Suisse »)).

6.1.1.3 Gaz

Pour pouvoir proposer à ses clients une offre multi-énergies et assurer un approvisionnement compétitif de ses outils de production d'électricité utilisant le gaz, le Groupe poursuit la construction de ses positions gazières.

À cette fin, le Groupe développe son portefeuille de contrats d'achat de gaz et sa présence dans les réserves de gaz comme dans les infrastructures logistiques, soit au travers d'investissements, soit au travers de réservations de droits contractuels.

Cette stratégie est mise en œuvre au travers des projets et des opérations menés par Edison en Europe du Sud-Est, comme le projet d'infrastructures de gazoduc reliant l'Italie à la Grèce et la Grèce à la Bulgarie, la mise en service du terminal méthanier *offshore* de Rovigo (« Adriatic LNG ») ou encore la prise de participation dans le domaine de l'exploration/production dans le gisement égyptien d'Aboukir. Par ailleurs, EDF a pris des participations dans des champs gaziers en mer du Nord britannique auprès d'ATP Oil & Gas Corporation (Royaume-Uni) et les stockages de Hole House (Royaume-Uni) et Etzel (Allemagne) sont en cours de construction et devraient être mis en service à partir de 2012 (voir section 6.4.2 (« Activités Gaz »)). Enfin, le 19 juin 2010, EDF, ENI et Gazprom ont signé un accord tripartite prévoyant une participation d'EDF dans la société South Stream (SAAG) qui ne sera pas inférieure à 10 %.

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

La politique climatique européenne et le Grenelle de l'environnement en France ont fixé un cadre ambitieux.

EDF est particulièrement actif dans le domaine de l'efficacité énergétique en aval. Le groupe EDF a pour ambition d'être le leader des solutions énergétiques performantes. En France, EDF entend augmenter chaque année le nombre de clients souscrivant des offres ou des services de maîtrise de l'énergie et d'énergies renouvelables réparties, et produit des certificats d'économies d'énergie par son action auprès de ses clients. Le Groupe apporte sur ses différents marchés européens des solutions en termes de maîtrise de la consommation énergétique et de solutions énergétiques innovantes. Il développe des offres autour de la maîtrise de l'énergie, favorise le développement des énergies réparties intégrées au bâti (photovoltaïque, pompe à chaleur, etc.) en s'appuyant sur sa filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties. En outre, le Groupe vise à favoriser le développement et la commercialisation future de véhicules électriques et hybrides rechargeables (voir section 6.2.1.2.2.2 (« L'activité par catégories de clients »)).

Le Groupe est également actif en matière de développement de la production centralisée d'énergies renouvelables. Pour le groupe EDF, les énergies renouvelables constituent un axe fort de développement et contribuent à un mix énergétique faiblement émetteur de CO_2. Le Groupe entend poursuivre son développement dans le domaine, notamment via sa filiale EDF Énergies Nouvelles qui est aujourd'hui parmi les dix premiers opérateurs mondiaux, dont les capacités installées en énergies renouvelables (hors hydraulique) atteindront 4 200 MW en 2012, principalement en éolien, mais aussi en énergie solaire (500 MWc). Pour préparer l'avenir, le groupe EDF a lancé la construction de deux projets d'éolien offshore : Teesside (au Royaume-Uni) et Thornton Bank (en Belgique).

Enfin, le Groupe EDF se positionne sur les technologies du futur avec l'installation, à horizon 2011, d'une série d'hydroliennes en Bretagne et l'exploitation, en Europe et dans le monde, des opportunités liées aux technologies charbon les plus récentes : centrales à charbon supercritique en Chine, comme celle de Sanmenxia dans laquelle EDF a pris une participation de 35 % en juin 2009, la participation au développement des technologies de capture, de transport et de stockage du CO_2 (« *CCS : Carbon Capture & Sequestration* ») et la réalisation de grands projets d'infrastructures hydroélectriques qui s'inscrivent dans une politique locale de développement durable.

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

Leader mondial du nucléaire, le Groupe dispose d'atouts significatifs (exploitation du premier parc au monde, ingénierie, expérience reconnue d'architecte-ensemblier, etc.) lui permettant de tirer parti, dans son développement à l'international, d'une amorce de renouveau du nucléaire dans le monde.

Le Conseil de politique nucléaire du 21 février 2011 a confirmé l'engagement des pouvoirs publics français de faire avancer l'efficacité de la filière nucléaire. EDF sera le chef de file de l'industrie nucléaire française lorsque ses compétences d'architecte-ensemblier seront sollicitées.

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine, en projet au Royaume-Uni, en France, aux États-Unis et en Italie, est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. Il apparait essentiel de renforcer cette offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011, et de compléter le programme EPR par le développement de modèles de réacteurs de troisième génération représentatifs de niveaux de puissance correspondant à la demande des clients, en particulier dans les pays pour lesquels la taille des installations peut constituer un obstacle discriminant.

L'approfondissement des partenariats industriels (construction, exploitation, sûreté des installations, etc.) est au coeur de la réussite des projets internationaux.

Dans le cadre de partenariats stratégiques, le groupe EDF vise (i) à investir dans plusieurs projets de centrales nucléaires à horizon 2020, en France et à l'international, (ii) à participer à leur construction et à leur mise en service puis (iii) à les exploiter. Ces partenariats ont notamment pour objectif un partage des risques et des coûts liés aux projets.

Les pays dans lesquels des centrales sont en construction à ce jour sont :

- La France : EDF y assure actuellement la maîtrise d'ouvrage de l'EPR de Flamanville 3 et développe le projet de Penly 3, pour lequel des discussions sont en cours afin d'y associer des grands énergéticiens européens (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) ;
- La Chine : L'accord finalisé en novembre 2007 avec China Guandong Nuclear Power Corp s'est concrétisé par la création fin 2009 de la société Taishan Nuclear Power Joint Venture Company détenue à 30 % par le groupe EDF. La mise en service des réacteurs à Taishan, dans la province du Guandong, devrait intervenir fin 2013 pour le premier et en 2014 pour le second (voir section 6.3.4.7.1 (« Activités du Groupe EDF en Chine »)) ;

Les pays dans lesquels des projets sont à l'étude à ce jour sont :

- Le Royaume-Uni : A la suite de l'acquisition de British Energy par le groupe EDF le Groupe est aujourd'hui bien positionné pour jouer un rôle de premier plan dans le renouveau du nucléaire au Royaume-Uni. Le Groupe a pour ambition de construire jusqu'à 4 réacteurs de type EPR au Royaume-Uni, le premier devant être mis en service en 2018 (voir section 6.3.1.1 (« Présentation du Groupe au Royaume-Uni et stratégie »)) ;
- Les États-Unis : Le 26 octobre 2010, EDF et Constellation Energy (CEG) sont parvenus à un accord global qui réorganise le partenariat entre les deux groupes. EDF contrôle désormais 100 % d'UniStar Nuclear Energy, après le rachat à Constellation des 50 % qu'elle possédait. Depuis lors, EDF travaille sur le projet de Calvert Cliffs 3 selon trois axes principaux : le modèle industriel notamment dans une perspective de réduction des coûts et de nouvelles relations contractuelles, le financement du projet avec l'objectif d'obtention d'une « loan guarantee », enfin la mise en place d'un environnement réglementaire à l'échelle du Maryland favorable permettant de prendre une décision d'investissement ;
- L'Italie : Dans le cadre de la joint venture Sviluppo Nucleare Italia créée au troisième trimestre 2009, en charge de réaliser des études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs de technologie EPR en Italie, la mise en œuvre des accords avec Enel s'est poursuivie en 2010 pour réaliser les études techniques et économiques nécessaires à la sélection des sites potentiels, aux premières étapes du processus d'autorisation et à l'identification des fournisseurs italiens. La mise en service du premier réacteur devrait intervenir, selon le planning actuel, fin 2020 (voir section 6.3.3 (« Italie »)) ;
- La Pologne : Le 17 novembre 2009, EDF et PGE, premier électricien de Pologne, ont signé un protocole d'accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire prévoyant la réalisation d'études de faisabilité pour le développement de réacteurs EPR en Pologne, avec un objectif de construction du premier réacteur en Pologne avant fin 2020 (voir section 6.3.4.1.1 (« Pologne »)) ;
- Pays-Bas : Le 3 novembre 2010, EDF et la société DELTA ont signé un accord de collaboration pour l'éventuel futur développement d'une seconde centrale nucléaire aux Pays-Bas ;
- La Russie : Le 19 juin 2010, EDF et Rosatom ont signé un accord de coopération qui définit le cadre de collaboration entre les deux groupes dans les domaines de la R&D, du combustible nucléaire, ainsi que pour des coopérations concernant les installations nucléaires existantes ou actuellement en cours de construction.

6.1.4 Politique d'investissement

6.1.4.1 Investissements en 2010

Le Groupe a poursuivi son programme d'investissements opérationnels pour un montant de 12,2 milliards d'euros en 2010, contre 11,8 milliards d'euros en 2009 (hors EnBW). Les investissements portent à la fois sur les domaines régulé (40 %) et non régulé (60 %). Dans le domaine non régulé, les investissements se répartissent à parité entre investissements de développement de nouvelles capacités (nouveau nucléaire, cycles combinés à gaz) et investissements de maintenance. Près de 2 milliards d'euros concernent la maintenance nucléaire. En France, les investissements opérationnels ont augmenté de 10 %, à 7,9 milliards d'euros. Le reste des investissements opérationnels s'élève à 4,3 milliards d'euros dont près de 1,9 milliard d'euros pour le Royaume-Uni et 1,6 milliard d'euros dans les autres activités (EDF Énergies Nouvelles, EDF Trading et Dalkia).

Le Groupe EDF a encaissé 4,3 milliards d'euros de produits de cessions, notamment au Royaume-Uni pour 3,7 milliards d'euros (réseaux de distribution et centrale thermique d'Eggborough). Il a d'autre part réalisé des investissements de croissance externe qui se sont élevés à 0,9 milliard d'euros en 2010. Ces décaissements concernent notamment la Belgique (rachat de participation aux actionnaires minoritaires de SPE pour 215 millions d'euros), la Chine (deuxième apport en capital au projet des deux EPR à Taishan pour 213 millions d'euros), les États-Unis (acquisition complémentaire de 50 % dans UniStar Nuclear Energy (UniStar) portant la participation du Groupe à 100 %) et dans les acquisitions effectuées par Dalkia et EDF Énergies Nouvelles.

6.1.4.2 Investissements en 2011

Le Groupe devrait investir en 2011 pour un montant d'investissements opérationnels supérieur de 1 à 1,5 milliard d'euros aux 10,3 milliards d'euros investis en 2010, après mise en équivalence de RTE EDF Transport et hors réseaux britanniques.

6.1.4.3 Investissements dans le nouveau nucléaire d'ici 2020

Le Groupe a pour ambition de développer et d'exploiter, dans le cadre de partenariats, plusieurs centrales nucléaires de technologie EPR dans les prochaines années, en France et à l'international. Trois centrales de ce type sont ainsi en cours de construction en France et en Chine.

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 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 2010, la Direction Production Ingénierie comptait 35 173 salariés [1]. Elle est organisée autour de trois grands métiers : le nucléaire, l'hydraulique et le thermique à flamme. En outre, via son ingénierie, elle apporte ses compétences techniques et industrielles à l'ensemble du Groupe dans ces trois domaines (voir section 6.3 (« Présentation de l'activité du groupe EDF à l'international »)).

6.2.1.1.1 Présentation générale du parc de production d'EDF

6.2.1.1.1.1 Composition et caractéristiques du parc installé

Avec une puissance installée totale de 97,2 GW en France continentale [2] au 31 décembre 2010, EDF dispose du parc de production le plus important d'Europe, représentant environ 14 % de la puissance installée totale des principaux pays d'Europe continentale (soit les 24 pays abritant des membres de l'UCTE – *Union for the Coordination of Transmission of Electricity* – qui comprennent notamment l'Allemagne, l'Italie et l'Espagne).

En 2010, la production du parc d'EDF en France a été de 470,2 TWh.

Le parc en France continentale se compose, au 31 décembre 2010, de :

- 58 tranches nucléaires fonctionnant à partir des réacteurs à eau pressurisée (« REP ») (une tranche étant définie comme une unité de production regroupant un réacteur, des générateurs de vapeur, une turbine, un alternateur et leurs auxiliaires) : ces tranches sont réparties sur 19 sites ; elles possèdent des puissances électriques variables : 34 tranches ont une puissance de 900 MW, 20 tranches ont une puissance de 1 300 MW et 4 tranches ont une puissance de 1 450 MW ; elles ont une moyenne d'âge de 25 ans [3] (entre 9 et 33 ans), l'âge moyen des tranches 900 MW étant d'environ 29 ans, celui des tranches 1 300 MW de 22 ans et celui des tranches 1 450 MW de 10 ans ;
- 35 tranches thermiques à flamme en fonctionnement ayant une moyenne d'âge d'environ 30 ans pour celles en service ; à ces tranches viennent s'ajouter 8 tranches en arrêt garanti pluriannuel [4] ;
- 439 centrales hydrauliques, ayant une moyenne d'âge d'environ 65 ans [5].

À cela viennent s'ajouter :

- les capacités de production éoliennes d'EDF Énergies Nouvelles en France (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et des usines d'incinération du groupe Tiru (voir section 6.4.1.2 («Tiru»)) ;
- 74 centrales hydrauliques rattachées au périmètre opérationnel de la Direction Production Ingénierie mais détenues par des filiales du Groupe : SHEMA (100 %), FHYM (69,7 %), CERGA détenue à 50/50 avec EnBW. Ces centrales représentent un total de 126 MW de capacité installée en 2010 et de 555 GWh de productible.

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

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

	Au 31 décembre 2008		Au 31 décembre 2009		**Au 31 décembre 2010**	
Parc installé (1)	En MW	%	En MW	%	**En MW**	**%**
Nucléaire	63 130	65	63 130	65	63 130	65
Hydraulique (2)	20 066	21	20 008	21	20 022	21
Thermique (3)	13 407	14	13 642	14	14 012	14
TOTAL	**96 615 (4)**	**100**	**96 792 (4)**	**100**	**97 176 (4)**	**100**

(1) Exprimé en MW de puissance maximale couplée au réseau.
(2) Hors Corse et DOM, soit 400 MW en 2010.
(3) Hors Corse et DOM, soit 1 482 MW en 2010, et y compris 2 195 MW tranches en arrêt garanti pluriannuel.
(4) Cette valeur inclut également 12 MW de capacité de production éolienne.

1. *En hausse de 1 198 salariés par rapport à l'année 2009.*
2. *Pour la Corse et les DOM, voir section 6.2.2.3 (« Systèmes énergétiques insulaires »).*
3. *Moyenne arithmétique calculée à partir de la mise en service industriel.*
4. *Les installations de production mises en « arrêt garanti pluriannuel » sont dans l'attente d'une décision de réactivation ou de retrait d'exploitation.*
5. *Moyenne arithmétique.*

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

	Au 31 décembre 2008		Au 31 décembre 2009		Au 31 décembre 2010	
Production	En TWh	%	En TWh	%	En TWh	%
Nucléaire	417,6	87,3	389,8	87,1	407,9	86,7
Hydraulique (1) (3)	44,8	9,4	41,9	9,4	45,4	9,7
Thermique (2)	15,8	3,3	16,0	3,6	16,9	3,6
TOTAL(4)	**478,2**	**100**	**447,7**	**100**	**470,2**	**100**

(1) Hors Corse et DOM, soit 1,5 TWh en 2010.

(2) Hors Corse et DOM, soit 4,5 TWh en 2010.

(3) Production brute : la consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) s'élève à 6,6 TWh en 2010, ce qui conduit à une production hydraulique nette de la consommation liée au pompage de 38,8 TWh.

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

6.2.1.1.2 Atouts du parc de production

Avec une puissance installée totale de 97,2 GW en France au 31 décembre 2010, EDF détient en France continentale le parc de production le plus important d'Europe. Ce parc possède des atouts significatifs :

- un mix de production compétitif avec de faibles coûts variables de production et une exposition limitée aux fluctuations des marchés des hydrocarbures grâce aux parcs nucléaire et hydraulique ;
- une diversité des moyens de production permettant de répondre de façon adéquate à la couverture des besoins du portefeuille « Aval » d'EDF (clients finals, VPP, ventes aux fournisseurs alternatifs, ventes sur les marchés de gros, etc.). L'appel aux différentes composantes du parc est géré en donnant, à chaque instant, la priorité aux moyens offrant les coûts variables les plus bas. L'hydraulique au fil de l'eau est utilisée en production de base. Le nucléaire, en raison de son coût variable de production peu élevé, fonctionne en base et semi-base. L'hydraulique modulable (correspondant à des barrages de retenue) et le parc thermique à flamme sont sollicités en production de semi-base et de pointe ;
- un parc nucléaire standardisé et important dont EDF assure la maîtrise de l'ensemble du cycle de vie. Par ailleurs, EDF met en œuvre les actions visant à allonger la durée de fonctionnement de ses centrales et à en améliorer les performances techniques ;
- un parc produisant à plus de 95 % sans émission de CO_2 grâce à la prépondérance du nucléaire et de l'hydraulique, dans un contexte réglementaire environnemental de plus en plus contraignant ; et
- une position géographique à la croisée des échanges d'électricité entre la plaque continentale et les péninsules électriques (Italie, Espagne, Royaume-Uni).

6.2.1.1.3 Production nucléaire

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales nucléaires constitue, au 31 décembre 2010, 86,7 % de sa production totale d'électricité. Les caractéristiques de ce parc sont détaillées ci-après.

6.2.1.1.3.1 Le parc nucléaire d'EDF

EDF décline son modèle de réacteur REP selon trois niveaux, ou paliers, de puissance électrique disponible :

- le palier 900 MW composé de 34 tranches d'environ 900 MW (soit une puissance totale de 30 770 MW) ;
- le palier 1 300 MW composé de 20 tranches d'environ 1 300 MW (soit une puissance totale de 26 370 MW) ;
- le palier N4, le plus récent, composé de 4 tranches d'environ 1 450 MW (soit une puissance totale de 5 990 MW) ;

Soit un ensemble de 58 tranches en fonctionnement réparties sur 19 sites, propriété d'EDF, et constituant une puissance totale installée de 63 130 MW au 31 décembre 2010.

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

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

** Sous réserve d'obtention de l'autorisation d'exploitation de l'ASN*

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 25 ans pour une durée de fonctionnement technique estimée supérieure à 40 ans (durée de fonctionnement comptable des tranches nucléaires), le parc nucléaire d'EDF est l'un des plus jeunes des parcs installés dans le monde.

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

Contrats d'allocation de production

EDF a développé une coopération industrielle avec des opérateurs européens dans le domaine nucléaire, sous forme de contrats d'allocation de production adossés à des tranches du parc nucléaire français d'EDF. Ainsi, EDF compte, dans son parc, 11 tranches de production en participation (actuellement à hauteur de 1,4 GW, évoluant vers 1,6 GW avec le démarrage de Flamanville 3) avec les énergéticiens européens suivants :

- Fessenheim 1-2 : EnBW (17,5 %) et un groupement d'électriciens suisses CNP (15 %) ;
- Cattenom 1-2 : EnBW (5 %) ;
- Aux termes des accords du 30 septembre 2009, entre E.On, EnBW et EDF, E.On a acquis au 1er janvier 2010 l'accès à l'équivalent des droits de tirage historiques dont disposait EnBW sur la production nucléaire d'EDF. Par ailleurs, la récente évolution capitalistique n'a pas influé sur les contrats d'allocation de production conclus par EnBW avec EDF. EnBW reste donc titulaire de ces contrats d'allocation de production ;
- Bugey 2-3 : Électricité de Laufenbourg [1] en Suisse (17,5 %) ;
- Tricastin 1 à 4 : Electrabel (12,5 %) ;

1. *Groupe Axpo.*

- Flamanville 3 en construction : Enel (12.5 %) (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)) pour l'accord de partenariat industriel signé avec Enel le 30 novembre 2007).

Le principe de ces contrats d'allocation de production, au niveau de chaque tranche concernée, est de mettre à disposition des partenaires – en contrepartie du règlement de leur quote-part des coûts de construction, des coûts annuels d'exploitation (incluant les coûts amont et aval du combustible), des taxes locales et spécifiques au nucléaire et des coûts liés à sa déconstruction – la part de l'énergie produite leur revenant effectivement. Dans ces opérations, les partenaires ont partagé avec EDF les risques industriels lors du développement du parc (3 têtes de série sont concernées) et assument ceux de l'exploitation actuelle des centrales. En revanche, ils n'ont aucun rôle opérationnel.

Par ailleurs, EDF a conclu un second type de contrat d'allocation de production (pour un total 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 SPE (3,3 %);
- Cattenom 3-4 : Électricité de Laufenbourg [1] en Suisse (7,8 %) et le groupement d'électriciens suisses CNP (21,8 %).

6.2.1.1.3.2 L'exploitation du parc nucléaire et les performances techniques

Le nucléaire est un moyen de production dont le coût variable, essentiellement constitué par le combustible, est faible puisqu'il représente moins de 30 % des coûts d'exploitation [2]. Le niveau de production atteint et l'optimisation des coûts d'exploitation fixes sont donc les principaux leviers de compétitivité du parc nucléaire. Les leviers relatifs au cycle du combustible sont abordés par ailleurs à la section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés »). EDF cherche à accroître, toutes choses égales par ailleurs, sa production d'origine nucléaire et à diminuer les coûts d'exploitation hors combustible.

Mode de fonctionnement du parc nucléaire

Cycle de production et arrêts programmés

Afin de concilier les enjeux liés à la forte saisonnalisation de la consommation en France, à la disponibilité des tranches des centrales 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 2010, cette répartition était la suivante :

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

À la fin des cycles de production de 12 ou 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 effectuée à chaque fin de 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 ; des essais périodiques et quelques opérations légères de maintenance peuvent être réalisés sur ce type d'arrêt. Cet arrêt a une durée de référence d'environ 35 jours ;
- la Visite Partielle (« VP »), consacrée au rechargement du combustible et à la maintenance dont la durée de référence est de l'ordre de 55 jours.

Tous les dix ans, la centrale est mise en arrêt pour une durée de référence de l'ordre de 90 jours afin d'effectuer une Visite Décennale, lors de laquelle un contrôle approfondi des principaux composants est réalisé.

Cette durée de référence moyenne varie en fonction du programme de chaque Visite Décennale et du palier considéré.

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, conduisent ainsi à un fonctionnement du nucléaire également en semi-base. La forte saisonnalisation de la consommation en France et sa variabilité importante en hiver (une baisse de 1° C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France qui peut atteindre 2 300 MW [3]) impose une certaine concentration des arrêts programmés du parc nucléaire entre avril et octobre. Suite à la canicule de 2003, la programmation des arrêts de tranches a été revue pour réduire le nombre des arrêts en juillet-août et favoriser un maintien en production du maximum de tranches « Bord de mer », dont les capacités de refroidissement sont indépendantes des conditions climatiques.

Production et performances techniques

La production du parc nucléaire s'élève à 408 TWh en 2010, un volume hausse de 18 TWh (soit 4,6 %), par rapport à celui de 2009.

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

1. *Groupe Axpo.*
2. *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.*
3. *Source: RTE-EDF Transport.*

- un coefficient de disponibilité « Kd » (énergie disponible [1] rapportée à l'énergie théorique maximale, cette dernière notion correspondant à un fonctionnement à la puissance installée toute l'année) ;
- un coefficient d'utilisation (énergie produite rapportée à l'énergie disponible (« Ku »)). 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 73,8 % en 2010, est en progrès par rapport à celui de 2009 (70,5 %). C'est la résultante d'un Kd de 78,5 %, en augmentation de 0,5 point par rapport à celui de 2009 et d'un Ku de 94 % en hausse de 3,6 points par rapport à celui de 2009.

Par rapport à l'année 2009, l'écart de production de 18 TWh résulte principalement :
- de l'absence de mouvements sociaux de grande ampleur qui avaient principalement affecté les campagnes d'arrêt de tranches de 2009 et expliquaient une perte de production nucléaire d'environ 17 TWh sur l'ensemble de 2009 ;
- et d'une meilleure maîtrise des arrêts de tranches conduisant à une réduction des prolongations d'arrêts par rapport à 2009.

Les problèmes techniques rencontrés en 2010 sur les transformateurs, les générateurs de vapeur et les alternateurs ont respectivement eu un impact sur le Kd de 0,8, 2,3 et 2,1 points ; pour 2010, le non redémarrage de Bugey 3 avant le remplacement de ses générateurs de vapeur a eu un impact d'environ 0,7 point sur le Kd.

En 2011, 9 Visites Décennales sont programmées par rapport à 5 en 2010. L'impact de ces arrêts supplémentaires sera de l'ordre de 1,5 point de disponibilité. L'amélioration des méthodes de travail, que ce soit sur la maintenance ou la maîtrise des arrêts de tranche, ainsi que la diminution des arrêts fortuits liés au remplacement de gros composants, doivent permettre des gains de disponibilité du même ordre de grandeur et de compenser l'impact mécanique sur le Kd d'un plus grand nombre de Visites Décennales. Dans l'état actuel des informations, des processus et de la règlementation existante concernant l'exploitation du parc nucléaire, l'objectif, ambitieux, est d'atteindre un Kd proche de 85 % à horizon 2015.

Pour améliorer la disponibilité, EDF met en œuvre des démarches d'amélioration structurelle.

Les leviers techniques consistent en une politique curative et préventive relative aux problèmes techniques précités :
- le nettoyage chimique des générateurs de vapeur des 15 tranches concernées par le phénomène de colmatage : entre 2007 et 2010, 14 tranches ont été traitées, la dernière tranche restante devant faire l'objet d'une opération de ce type au cours de l'année 2011 ;
- la rénovation des stators d'alternateurs de 48 tranches présentant des risques d'isolement : à fin 2010, 21 alternateurs ont été rénovés et le programme de rénovation va se poursuivre au même rythme avec 10 rénovations prévues entre 2011 et 2012. Fin 2012, 31 stators d'alternateurs sur les 48 concernés, dont toutes les tranches les plus sensibles, devraient donc avoir été rénovés ;
- le remplacement préventif des pôles « cuirassés » de transformateurs principaux : ce programme, débuté en 2009, continuera d'être réalisé progressivement, avec des adaptations liées aux remplacements curatifs. Il sera industrialisé à partir de 2012 avec un remplacement des pôles sur 4 tranches par an en moyenne ;
- le remplacement préventif des générateurs de vapeur : EDF a établi un programme national de remplacement des générateurs de vapeur, portant de 1 à 2 tranches par an le rythme de remplacement à partir de 2010. Au total, entre 1990 et 2010, 20 tranches ont fait l'objet de ce type d'intervention. Le programme de remplacement des générateurs de vapeur de première génération sur les tranches du palier 900 MW doit prendre fin en 2014. Un appel d'offres a été lancé en 2010 pour le remplacement des générateurs de vapeur de la moitié du palier 1 300 MW.

Les leviers s'inscrivant dans le programme Excellence Opérationnelle et s'appuyant sur les meilleures pratiques internationales sont :
- la réduction du taux d'indisponibilité fortuite à l'aide d'une démarche standard de l'INPO *(Institute of Nuclear Power Operations)* de fiabilisation des matériels appelée AP913 et la mise en place de bilans de santé des matériels. Cette démarche est initiée par une classification des composants en fonction des conséquences de leur défaillance permettant de développer une stratégie de maintenance du matériel adaptée à la criticité de chacun de ses composants. Le taux d'indisponibilité fortuite a été réduit sensiblement aux États-Unis après 4 années environ de déploiement de la démarche ;
- le renforcement de la maîtrise des arrêts de tranche avec la mise en place pour chaque arrêt d'un Centre Opérationnel de Pilotage en continu de l'Arrêt de Tranche (« COPAT »). L'objectif du COPAT est de réduire la moyenne des prolongations d'arrêts par un pilotage en continu des activités critiques de l'arrêt et un traitement réactif des alertes techniques.

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

6.2.1.1.3.3 Environnement, sûreté, radioprotection

Le respect de l'environnement

EDF entreprend des efforts importants afin de réduire le volume et l'impact des rejets gazeux et liquides de ses centrales nucléaires dans l'environnement. De 1990 à 2002, tout en étant déjà largement inférieur aux limites réglementaires, EDF a divisé par 30 les rejets liquides radioactifs (hors tritium et carbone 14). Depuis, les rejets liquides ont à nouveau été divisés par deux entre 2002 et 2010. Ces rejets ont aujourd'hui atteint un niveau plancher très bas.

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

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

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

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

Sous l'égide de l'ASN, un réseau national de mesures de la radioactivité de l'environnement se met 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 mais aussi sur l'attitude prudente et interrogative des équipes techniques par le biais de la mise en place d'une véritable « Culture de la sûreté » ;
- s'appuie sur l'expérience accumulée de l'exploitation d'un parc standardisé de 58 réacteurs (soit plus de 1 450 années-réacteurs (somme arithmétique des années d'exploitation des centrales REP d'EDF)) ;
- intègre une démarche de progrès continu qui se matérialise notamment par la recherche permanente de la diminution du nombre des arrêts automatiques du réacteur ;
- bénéficie d'une ingénierie nucléaire et d'une Recherche & Développement intégrées au Groupe pour anticiper la résolution de défaillances, maintenir les installations en l'état, faire évoluer les matériels de manière continue, réévaluer les marges de sûreté, assurer la veille technologique ainsi que la mise en œuvre de techniques nouvelles plus performantes et la maîtrise d'ouvrage des installations en déconstruction ;
- mise fortement sur le développement des compétences ; dans ce but chaque site de production nucléaire est doté d'un simulateur d'ensemble, utilisé pour former et entraîner à tout type de situation.

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

EDF fait l'objet des contrôles externes aux échelons national et international.

À l'échelon national :

- des inspections réglementaires sont menées sur sites par l'ASN, de façon programmée ou inopinée (environ 400 inspections par an) ;
- un processus de réexamen décennal de sûreté a également été mis en place depuis 1990. Il vise à renforcer la maîtrise de la conformité des centrales nucléaires en exploitation au référentiel de sûreté et à réévaluer ce dernier en fonction du retour d'expérience et des nouvelles connaissances acquises. Ce référentiel de sûreté ainsi réévalué est ensuite stabilisé jusqu'au réexamen suivant. Les objectifs sont fixés par l'ASN (qui en contrôle le respect), EDF propose des solutions pour y répondre et les met en œuvre après approbation de l'ASN. Un réexamen de sûreté a été engagé dans le cadre des deuxièmes et troisièmes Visites Décennales des centrales 900 MW, des deuxièmes Visites Décennales des centrales 1 300 MW et des premières Visites Décennales des centrales du palier N4. Les deuxièmes Visites Décennales ont été réalisées à fin 2010 sur l'ensemble des tranches 900 MW et sur 14 tranches du palier 1300 MW (sur un total de 20). Les premières Visites Décennales ont été réalisées à fin 2010 sur deux tranches du palier N4 (sur un total de 4). Et à fin 2010, 3 tranches 900 MW ont également fait leur troisième Visite Décennale (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France »)).
- Le réexamen décennal de sûreté constitue une étape essentielle de l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales (voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

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

- les OSART *(Operational Safety Review Team)* de l'AIEA (Agence Internationale de l'Énergie Atomique), sont effectuées à la demande de l'ASN et ont pour objectif de formuler des recommandations et de procéder à la diffusion de bonnes pratiques ;
- les visites internationales « *Peer Review* » menées par le WANO *(World Association of Nuclear Operators)* sont organisées à la demande d'EDF et portent sur l'évaluation des performances de sûreté par rapport aux meilleures pratiques internationales.

Par ailleurs, EDF a mis en place des procédures de contrôle interne. À titre d'exemple, EDF réalise tous les trois à quatre ans pour chaque unité nucléaire des Évaluations Globales de Sûreté qui se déroulent sur 3 semaines et impliquent environ 30 inspecteurs. 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.

EDF souhaite disposer d'un état de ses installations comparable à celui des meilleurs exploitants mondiaux pour limiter encore plus l'occurrence de situations potentiellement risquées. Ceci nécessite une démarche d'amélioration continue des comportements et des pratiques sur les chantiers de maintenance, ainsi que la réalisation d'investissements ciblés sur des rénovations de locaux et de matériels. Fin 2006, un programme a été engagé dans ce sens. Ce programme d'investissement et de maintenance, après une augmentation de 100 millions d'euros décidée en 2010, porte sur un montant de l'ordre de 700 millions d'euros d'investissements répartis entre 2006 et 2011. Il a d'ores et déjà atteint ses objectifs sur une bonne partie du parc et est désormais en phase de pérennisation. Les efforts déployés par EDF, notamment pour améliorer la performance humaine, ont permis de réduire ces dernières années le nombre moyen annuel d'Arrêts Automatiques Réacteur (« AAR ») [1] à un niveau inférieur à un par tranche [2]. L'année 2010, avec 40 AAR, marque une légère amélioration par rapport à 2009 (41 AAR) et le nombre d'AAR ces dernières années reste très en deçà d'un par tranche.

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

1. *Arrêt automatique et instantané de l'installation par la mise en route des protections assurant sa sécurité.*
2. *Pour 7 000 heures de criticité.*

l'information en ce qui concerne les impacts sur la santé et l'environnement et formalise la transparence sur la sécurité nucléaire.

Suite à l'accident nucléaire survenu dans la centrale de Fukushima, consécutif au tremblement de terre et au tsunami du 11 mars 2011 au Japon, le Gouvernement français a annoncé un contrôle de la sûreté nucléaire de chacune des centrales françaises existantes et en construction. Cette mission a été confiée à l'Autorité de sûreté nucléaire (« ASN »), qui devra rendre ses premiers résultats avant la fin de l'année 2011.

Dispositif d'alerte

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

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

Événements significatifs dans le domaine de la sûreté (« ESS »)

Les événements sont classés sur une échelle à 7 niveaux (de 1 à 7) suivant leur importance (échelle INES – *International Nuclear Event Scale)*. Ceux sans conséquence pour la sûreté nucléaire sont qualifiés d'« écarts » ou encore nommés événements de niveau 0.

Depuis la mise en place en 1987 d'une échelle de ce type en France, aucun événement de niveau 3 (incident grave – très faible rejet à l'extérieur, et exposition du public représentant une fraction des limites réglementaires) et au-delà n'a eu lieu sur le parc nucléaire français.

De 2002 à 2010, EDF a recensé annuellement, pour l'ensemble de son parc, au plus un événement de niveau 2 (incident assorti de défaillances importantes des dispositions de sûreté et/ou contamination importante ou surexposition d'un travailleur) et aucun événement de niveau 2 en 2010 dans le domaine de la sûreté. Chaque année, EDF traite en moyenne un événement de niveau 1 par réacteur (anomalie sortant du régime de fonctionnement autorisé pour cause de défaillance de matériel, d'erreur humaine ou d'insuffisances dans les procédures).

Le nombre moyen d'événements recensés de niveau 1 en 2010 est de 1,17 par réacteur (soit 68 événements) et le nombre moyen d'événements non classés (niveau 0) est de 9,26 par réacteur (soit 538 événements). Les résultats de sûreté sur les cinq dernières années sont globalement stables, et l'on constate une amélioration sensible d'indicateurs clés pour la sûreté en exploitation.

Radioprotection

La mobilisation des acteurs de terrain a permis une amélioration continue des performances en matière de protection des personnels contre les effets des rayonnements ionisants. Ainsi, la dose collective annuelle moyenne de l'ensemble des intervenants, salariés d'EDF et d'entreprises extérieures, amenés à intervenir dans les centrales a été divisée par deux en moins de dix ans. En 2010, la dose collective moyenne est de 0,62 homme-sieverts par réacteur (soit une dose collective de 36,17 homme-sieverts en 2010), niveau comparable aux valeurs moyennes enregistrées par des exploitants allemands, japonais ou américains pour des réacteurs de même technologie, c'est-à-dire à eau pressurisée. Ce bon résultat, avec une dosimétrie inférieure à celle de 2008 (0,66 H.Sv) et de 2009 (0,69 H. Sv), est à souligner, eu égard au volume de maintenance et au type de travaux de maintenance effectué.

Néanmoins, un événement significatif de niveau 2 s'est produit en 2010 dans le domaine de la radioprotection. Cet événement a eu lieu lors de la mise en propreté du fond d'une piscine du bâtiment combustible de la tranche 4 de Chinon : un intervenant a ramassé puis rapidement jeté un objet de la taille d'une pièce. Un calcul conservatif de la dose intégrée au niveau de sa main indique qu'il aurait potentiellement intégré une dose « extrémité » supérieure à la limite réglementaire annuelle de 500 mSv. La dose « corps entier » est pour sa part restée largement inférieure à la limite annuelle de 20 mSv. Ce niveau d'exposition ne justifie pas de traitement médical et EDF a pris les mesures correctives suite à l'analyse des causes de l'événement, notamment en termes de préparation et d'enclenchement des activités.

EDF poursuit ses efforts afin de continuer à baisser les doses individuelles des expositions aux rayonnements en-deçà de la limite réglementaire. Ainsi, en 2010, le nombre d'intervenants, salariés d'EDF et des prestataires, dont la dose individuelle sur 12 mois glissants a dépassé 16 mSv tout en restant inférieure à 20 mSv (limite réglementaire annuelle pour le corps entier) a été au maximum de 3 personnes (10 en 2009, 14 en 2008) ; parmi eux, aucun n'a dépassé 18 mSv.

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

L'amélioration continue des résultats en radioprotection implique une élévation de la qualité de la culture de la radioprotection au même niveau que la culture de la sûreté.

6.2.1.1.3.4 Cycle du combustible nucléaire et les 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 1 070 tonnes de combustibles UO_2 (uranium naturel fluoré puis enrichi), 100 tonnes de combustibles MOX (combustible fabriqué à partir du plutonium issu du retraitement) et 30 tonnes de combustible URE (Uranium de Retraitement Enrichi).

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

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

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

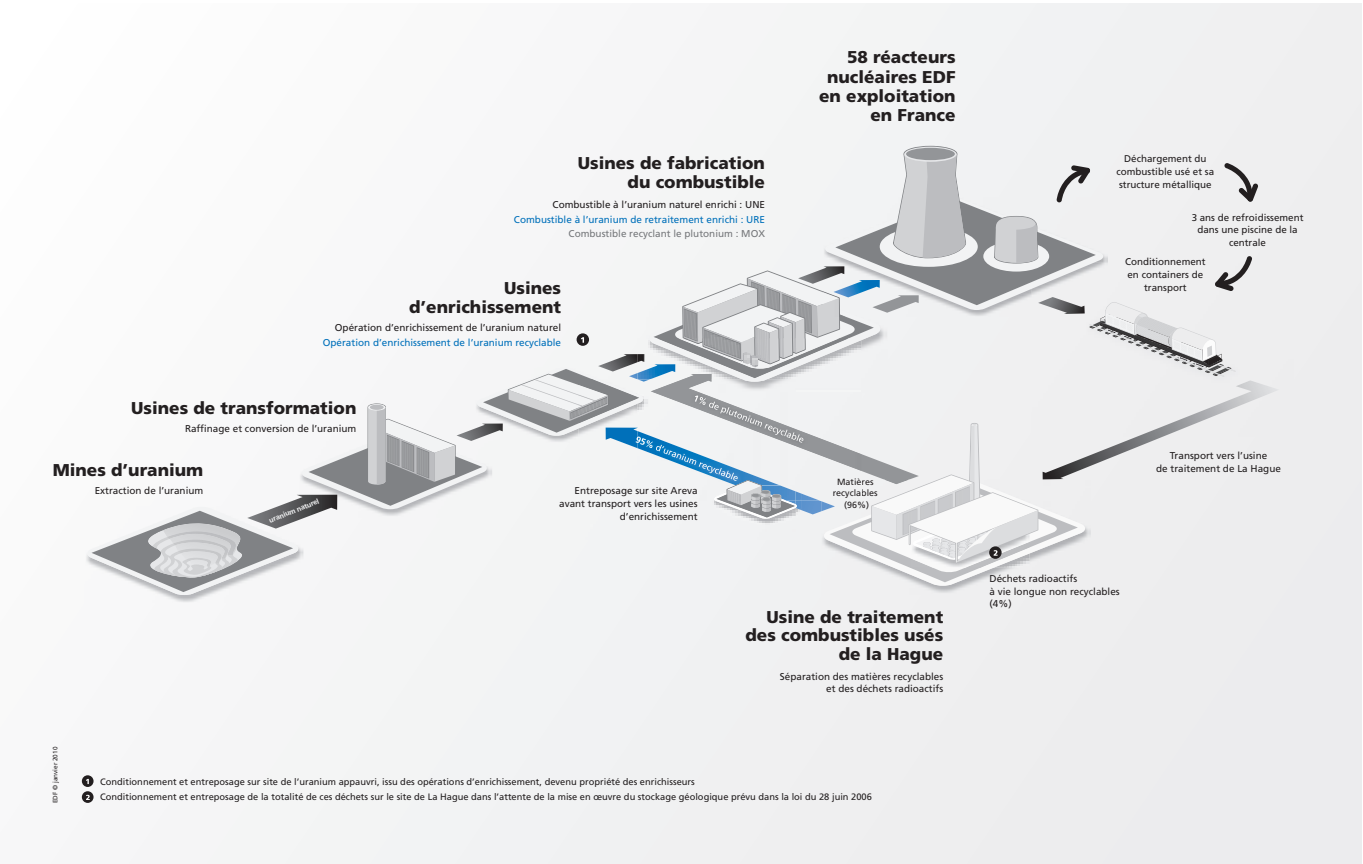
À la suite d'un débat médiatique portant sur l'enrichissement d'uranium recyclable d'EDF en Russie, le Gouvernement et le Parlement français ont saisi au mois d'octobre 2009 le Haut Comité pour la Transparence et l'Information sur la Sécurité Nucléaire (« HCTISN ») pour qu'il entende les différentes parties prenantes (Pouvoirs Publics, ASN, industriels, associations, etc.) et émette des recommandations destinées à améliorer l'information du public sur le cycle du combustible nucléaire et les déchets radioactifs.

Le rapport du HCTISN ainsi que l'ensemble des éléments apportés par les parties consultées sont disponibles sur le site internet de l'HCTISN. Ce rapport présente une analyse détaillée du cycle du combustible tel qu'il existe en France. Il indique les flux et stocks de matières nucléaires et de déchets radioactifs produits aux différents stades du cycle du combustible, ainsi que les conditions d'entreposage et de transport de l'uranium appauvri et de l'uranium issu du traitement des combustibles usés, tout en exposant les enjeux liés à l'approvisionnement en uranium et la politique de la France pour sécuriser cet approvisionnement dans un contexte international. Il s'appuie également sur le plan national de gestion des matières et déchets radioactifs (« PNGMDR ») établi en application de la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs.

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 British Energy sont mutualisés depuis le 31 mars 2010.

Le schéma ci-dessous présente les différentes étapes du cycle du combustible nucléaire en France [1] :



1. *En ce qui concerne le stockage profond des déchets de haute activité à vie longue, voir « L'aval du cycle en France – Le stockage des déchets ultimes conditionnés » ci-dessous.*

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

Par la constitution de stocks aux différentes étapes de l'amont du cycle du combustible (uranium naturel, uranium fluoré enrichi ou non, assemblages neufs en magasin), EDF cherche à éviter d'avoir recours au marché de court terme en cas d'aléas de production dans les mines ou les usines du cycle. Ces stocks apportent des garanties en termes de sécurité d'approvisionnement et de prix, sur des marchés de matières et services de l'amont caractérisés par de fortes variations.

L'approvisionnement en uranium naturel

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

Pour ses besoins en uranium naturel, EDF poursuit depuis 2004 une politique de diversification en termes d'origines et de fournisseurs de ses sources d'approvisionnement. Cette politique permet de renforcer les approvisionnements en provenance des zones géographiques à fort potentiel, en particulier l'Australie, le Canada et le Kazakhstan. Le groupe AREVA reste un fournisseur important.

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

La fluoration (ou conversion)

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

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

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

L'enrichissement de l'uranium naturel en Uranium 235

Une part significative des services d'enrichissement achetés par EDF provenait jusqu'à présent de l'usine Georges Besse I d'Eurodif (groupe AREVA) qui utilise la technologie dite de la diffusion gazeuse. Le groupe AREVA a décidé de remplacer l'usine actuelle par une nouvelle installation (Georges Besse II) utilisant la technologie de l'ultracentrifugation peu consommatrice d'électricité. AREVA a inauguré l'usine Georges Besse II en décembre 2010 à l'occasion de l'entrée dans l'installation du premier container d'uranium à enrichir.

Les relations entre EDF et Eurodif (groupe AREVA) relatives à l'utilisation de Georges Besse ont fait l'objet d'un compromis avec le groupe AREVA dont les termes ont été approuvés par le Conseil d'administration d'EDF le 6 décembre 2010, et qui doit être décliné au travers d'accords spécifiques dont la mise au point est en cours. Le compromis prévoit, eu égard à l'accord enrichissement, le report jusqu'au 31 janvier 2011 du façonnage et de la livraison des quantités contractuelles d'UTS (unité de travail de séparation ou *separative work units*) restant à produire par Eurodif au titre de l'année 2010. Le compromis porte également sur la fourniture d'électricité pour les besoins de l'exploitation de l'usine George Besse I à son minimum technique jusqu'à fin octobre 2012 (voir aussi la section 4.3 (« Facteurs de dépendance »)) et la modification du schéma électrique de l'usine George Besse I.

EDF et AREVA ont par ailleurs conclu en 2008 un contrat de long terme qui définit les conditions dans lesquelles EDF enlèvera une partie de la production future de Georges Besse II à compter de l'année 2013.

Parallèlement, pour améliorer au plus tôt la compétitivité de son approvisionnement par le recours à une part plus grande des services d'enrichissement par ultracentrifugation, EDF s'est assuré, à partir de 2006, d'une couverture significative de ses besoins auprès des autres enrichisseurs du marché : Urenco (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, États-Unis), Tenex (Russie) et USEC (États-Unis).

Ainsi, la couverture en services d'enrichissement des besoins du parc existant ou en cours de construction d'EDF en France comme en Grande-Bretagne 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 utilisée ultérieurement, selon l'évolution du marché de l'uranium naturel.

La fabrication des assemblages de combustible

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

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

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 par augmentation du taux de combustion et d'optimiser les cycles d'exploitation afin d'augmenter la disponibilité des centrales nucléaires tout en assurant des profils d'arrêt cohérents avec la saisonnalité de la demande.

L'aval du cycle en France

EDF assume sa responsabilité concernant le devenir et le traitement de ses combustibles usés et des déchets associés. AREVA est en charge du

traitement et l'ANDRA, conformément aux orientations définies par la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, est en charge des opérations de gestion à long terme de stockage des déchets ultimes.

La stratégie d'EDF actuellement retenue, en accord avec l'État, en matière de cycle du combustible est de pratiquer le traitement des combustibles usés et le recyclage du plutonium ainsi séparé sous forme de combustible MOX. Sur les 1 200 tonnes de combustibles déchargés annuellement des réacteurs, les quantités traitées sont déterminées en fonction de la quantité de plutonium recyclable dans les réacteurs autorisés à charger du combustible MOX. A partir de 2010, les capacités de recyclage conduisent à traiter près de 1 050 tonnes de combustibles usés par an.

Le traitement des combustibles usés issus des centrales nucléaires d'EDF
Les combustibles usés en attente de traitement sont entreposés dans les piscines de refroidissement sous eau, dans des conditions reconnues sûres sur des échelles de temps de plusieurs décennies. À l'issue d'une période de 15 ans environ après leur déchargement du réacteur, les combustibles UO_2 usés sont traités à l'usine AREVA de La Hague afin de séparer les produits réutilisables des déchets. Les déchets sont ensuite conditionnés et entreposés sur le site de La Hague dans des installations spécifiques.

Les relations entre EDF et AREVA relatives au transport, au traitement des combustibles usés et à leur recyclage sont formalisées pour la période 2008-2040 par l'accord-cadre qui a été signé le 19 décembre 2008. La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM [1]).

L'accord traitement-recyclage concerne :
- le transport des combustibles nucléaires usés depuis les centrales EDF jusqu'à l'usine de retraitement de La Hague et leur entreposage ;
- la séparation des matières combustibles recyclables (uranium, plutonium) des déchets de haute activité et leur conditionnement ;
- le conditionnement des déchets radioactifs extraits du combustible usé ;
- l'entreposage des déchets conditionnés dans l'attente de leur évacuation vers un centre de stockage ;
- le recyclage du plutonium sous forme de combustible MOX ;
- l'oxydation et l'entreposage de l'uranium issu du traitement (voir « La filière uranium de retraitement enrichi – URE » ci-avant).

Sur la période 2008-2012, cet accord fixe les prix et les quantités des prestations mises à la charge d'AREVA par EDF. Il prévoit dans ce cadre un accroissement des quantités annuelles de combustibles usés traités et de combustible MOX à respectivement environ 1 050 tonnes et 120 tonnes entre 2010 et 2012.

Le protocole RCD-MAD/DEM définit la contribution d'EDF aux charges de déconstruction des installations de La Hague, pour laquelle il fixe le montant d'une soulte libératoire à verser par EDF à AREVA.

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, entreposés à La Hague dans des installations spécifiques. L'ensemble des déchets HAVL ainsi produits, correspondant à l'exploitation des anciennes centrales uranium naturel graphite gaz (« UNGG ») et à 40 années d'exploitation du parc REP actuel, représentera un volume d'environ 6 700 m³.

En s'appuyant sur les acquis des travaux et recherches menés dans le cadre de la loi du 30 décembre 1991, la loi du 28 juin 2006 définit un programme de gestion à long terme pour les déchets de haute activité à vie longue, en retenant, dans son plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, le stockage géologique comme solution de référence : « (…) *Après entreposage, les déchets radioactifs ultimes ne pouvant pour des raisons de sûreté nucléaire ou de radioprotection être stockés en surface ou en faible profondeur font l'objet d'un stockage en couche géologique profonde ». La loi précise notamment que : « Pour assurer (…) la gestion des déchets radioactifs à vie longue de haute ou moyenne activité, les recherches et études relatives à ces déchets sont poursuivies (…) et notamment le stockage réversible en couche géologique profonde (…) en vue de choisir un site et de concevoir un centre de stockage, de sorte que la demande de son autorisation (…) puisse être instruite en 2015 et, sous réserve de cette autorisation, le centre mis en exploitation en 2025 »* (pour plus de précisions concernant la loi du 28 juin 2006, voir section 6.5.4.2 (« Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires »)).

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. En 2011, il est prévu la mise en place d'un groupe de travail piloté par la DGEC, associant l'ANDRA, maitre d'ouvrage du projet, et les producteurs de déchets, dont le but est d'approfondir les options techniques possibles relatives à la conception du stockage.

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, à vie longue, mais 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

1. *Reprise et conditionnement des déchets – Mise à l'arrêt définitif/démantèlement.*

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 (cf. 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, actuellement à l'étude. La recherche de sites lancée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti. Afin de donner du temps à la concertation, l'Etat a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL et a demandé à l'ANDRA de poursuivre les discussions avec les territoires où des communes avaient exprimé leur candidature en 2008.

Déchets de faible et moyenne activité à vie courte et très faible activité (« FMA » et « TFA »)
Les déchets FMA à vie courte (« FMA-VC ») proviennent des installations nucléaires (gants, filtres, résines, etc.). Ils sont stockés en surface au Centre de Stockage de Soulaines, géré par l'ANDRA, conçu pour les déchets de faible et moyenne activité.

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

Dans un objectif de réduction des volumes, une part des déchets est traitée préalablement par fusion ou incinération dans l'usine Centraco de SOCODEI, filiale d'EDF.

Prise en compte des charges futures concernant la gestion des combustibles usés et la gestion à long terme des déchets radioactifs
EDF constitue chaque année des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire en France (voir notes 30 et 46 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010), qui couvrent la gestion des combustibles usés (y compris le combustible engagé en réacteur et non encore irradié) et la gestion à long terme des déchets radioactifs.

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

Pour les déchets de faible activité à vie longue (« FAVL »), issus de la déconstruction des centrales 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 2010 sont établies conformément aux prescriptions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application parus en 2007. Une actualisation des coûts de l'ANDRA est attendue courant 2011.

6.2.1.1.3.5 Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France

EDF estime que le nucléaire constitue à ce jour une réponse durable et économiquement efficace aux besoins énergétiques futurs, dans un contexte d'épuisement des ressources fossiles ; en effet, les réserves mondiales prouvées d'énergies fossiles sont estimées, sur la base de la consommation actuelle, à 46 ans pour le pétrole et d'environ 60 ans et 150 ans respectivement pour le gaz naturel [1] et pour le charbon. Les réserves d'uranium au niveau de consommation actuelle seraient suffisantes pour au moins un siècle (AIE – *World Energy Outlook 2010).*

Le développement de réacteurs de nouvelle génération (dits de 4e génération, voir ci-après) permettrait de diviser de façon significative la consommation d'uranium naturel et de porter le niveau de ces réserves énergétiques à plusieurs milliers d'années. Par ailleurs, la production d'électricité à partir d'énergie nucléaire présente l'avantage d'émettre très peu de gaz à effet de serre.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique du 13 juillet 2005 (la loi « LPOPE ») (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)), ainsi que les rapports sur la programmation pluriannuelle des investissements publiés depuis, prévoient l'engagement rapide d'un réacteur EPR en France, confirmant le maintien de l'option nucléaire. Pour EDF, la préparation de l'avenir du parc nucléaire s'appuie sur trois axes stratégiques :

- l'allongement de la durée de fonctionnement des centrales nucléaires au-delà de 40 ans ;
- la construction d'une première tranche EPR à Flamanville et la décision du Conseil d'administration d'EDF du 26 octobre 2010 de poursuivre la préparation du projet Penly 3 ;
- l'augmentation de la capacité de production du parc existant, avec la mise à l'étude d'une augmentation de puissance de certaines tranches, en premier lieu par une augmentation de leur rendement ;
- l'étude (avant-projet) de plusieurs modèles de réacteurs capitalisant sur le retour d'expérience du Groupe.

Durée de fonctionnement du parc REP d'EDF
La loi TSN (Transparence et Sécurité Nucléaire) de 2006 ne fixe pas de durée limite d'exploitation a priori, mais impose, tous les 10 ans, de réexaminer le niveau de sûreté des installations au regard des meilleures pratiques internationales (« référentiel de sûreté »).

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

Comme le prévoit la réglementation, cette position de l'ASN est complétée par une position réacteur par réacteur à l'issue de chaque troisième Visite

1. *Les chiffres de réserves pour le pétrole et le gaz naturel concernent les réserves prouvées hors ressources non conventionnelles.*

Décennale. Ainsi, à l'issue de la Visite Décennale de chaque réacteur, l'ASN prononce une autorisation de redémarrage. Un an plus tard, conformément à la loi TSN et sur la base d'un rapport de conclusion de réexamen de sûreté transmis par l'exploitant, l'ASN adresse aux Ministres en charge de la sûreté nucléaire son avis sur la poursuite d'exploitation pour dix années supplémentaires du réacteur concerné. La tranche de Tricastin 1 est la première à avoir connu la fin de ce processus, intervenue en 2010. En effet, en 2009, cette tranche a été la première du palier 900 MW à réaliser sa troisième Visite Décennale. Fin août 2009, l'ASN a autorisé son redémarrage. Le 4 novembre 2010, sur la base du rapport transmis par EDF, l'ASN a prononcé un avis positif sur son aptitude à être exploitée pour dix années supplémentaires après sa troisième Visite Décennale. Conformément aux prescriptions de l'ASN qui accompagnent cet avis, EDF engagera des travaux afin d'assurer une protection adaptée de la centrale nucléaire contre le risque d'inondation en cas de crue millénale majorée (renforcement des digues).

Les tranches de Fessenheim 1 et Bugey 2 ont terminé leurs troisièmes Visites Décennales en 2010 (respectivement en février et octobre 2010), à l'issue desquelles, l'ASN a autorisé leur redémarrage. A l'occasion de ces Visites Décennales, des travaux importants ont été effectués pour améliorer la résistance des bâtiments aux séismes. L'ASN se prononcera courant 2011 sur l'aptitude de ces deux réacteurs à être exploités pour dix années supplémentaires.

Au-delà, EDF a pour objectif de porter à 60 ans au moins la durée de fonctionnement de son parc, en cohérence avec la tendance observée au plan international pour les centrales de technologie analogue. À cette fin, EDF a engagé des plans d'actions industriels et de Recherche & Développement. Des solutions sont étudiées pour faire face à l'obsolescence de certains composants (notamment pour la cuve du réacteur et les enceintes de confinement, considérées comme non remplaçables) et pour renouveler certains gros équipements.

Une première réunion avec l'ASN s'est déroulée en septembre 2010 pour présenter les améliorations de sûreté envisagées par EDF dans la perspective de cet allongement de la durée de fonctionnement à 60 ans. L'ASN prévoit de faire examiner ces améliorations au cours du dernier trimestre 2011 par le Groupe Permanent d'Experts, composé d'experts mandatés par elle. Ces propositions d'améliorations seront revues et évaluées, entre autres éléments, à l'aune de l'accident de Fukushima et des conclusions de la revue d'évaluation des marges de sûreté actuellement conduite par l'ASN.

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

Un allongement de la durée de fonctionnement du parc nucléaire actuel permettrait donc :

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

Les décisions de lancer les travaux correspondants seront prises par le Groupe le moment venu en fonction d'éléments encore très incertains à ce jour (loi NOME et en particulier l'ARENH, tarifs, évolution du référentiel de sûreté intégrant notamment les enseignements de l'accident de Fukushima). L'horizon de temps sur lequel portent certains de ces éléments et leur caractère aléatoire ne permettent donc pas, à la date de dépôt du présent document de référence, de communiquer des projections précises sur les enjeux économiques et financiers liés à la prolongation au-delà de 40 ans de la durée de fonctionnement du parc REP.

Le European Pressurized water Reactor (« EPR ») et les autres réacteurs

L'EPR

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

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

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

- en maîtrisant un modèle de réacteur techniquement éprouvé et conforme aux exigences de l'ASN ;
- en disposant d'une organisation industrielle opérationnelle, mise en œuvre lors de la construction du premier modèle ;
- en acquérant une expérience de construction suffisante d'une première tranche de technologie EPR, avant de mettre en chantier de nouvelles tranches (capitalisation du retour d'expérience).

Autres réacteurs

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine, en projet au Royaume-Uni, en France, aux États-Unis et en Italie, est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. Il apparait essentiel de renforcer cette offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011, et de compléter le programme EPR par le développement de modèles de réacteurs de troisième génération représentatifs de niveaux de puissance correspondant à la demande des clients, en particulier dans les pays pour lesquels la taille des installations peut constituer un obstacle discriminant.

L'objectif d'EDF, dans le contexte international de relance de l'énergie nucléaire, est ainsi de faire évoluer sa gamme d'offres de réacteurs et de services à proposer sur les marchés internationaux, tout en préparant au mieux le renouvellement futur du parc français. Fort de son expérience unique d'architecte ensemblier, exploitant d'un parc de 58 réacteurs en France, EDF veut ouvrir ses choix stratégiques, tant sur le plan de son offre de modèles de réacteurs modernes, sûrs et compétitifs, que des partenariats industriels associés.

Le projet industriel « EPR »

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

L'EPR appartient à la même filière que les réacteurs à eau pressurisée actuellement en service en France. Déjà analysé par les autorités de sûreté,

il bénéficie des avancées technologiques et opérationnelles des réacteurs français et allemands les plus récents.

Le projet industriel EPR répond ainsi à des objectifs ambitieux en matière de sûreté, de protection de l'environnement, de performances techniques et économiques et d'organisation optimisée de la maîtrise d'œuvre de cette tranche nucléaire.

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

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

Objectifs environnementaux, techniques et économiques. Par rapport aux tranches actuelles, le projet EPR a ainsi pour objectifs principaux de réduire le volume de déchets et de rejets radioactifs, viser, au niveau de la radioprotection, une dose annuelle collective deux fois moins importante que le résultat moyen actuel des tranches en exploitation en France, 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 disposer d'une durée de fonctionnement technique de 60 ans.

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

Une ingénierie « architecte-ensemblier ». Pour la réalisation des tranches EPR en France, EDF souhaite conserver la maîtrise directe de la conception et du fonctionnement des centrales, de l'organisation des projets de développement, du planning de réalisation et du coût de construction, des relations avec l'ASN et de l'intégration directe du retour d'expérience d'exploitation.

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

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

État d'avancement du projet Flamanville 3

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

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

Le décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire Flamanville 3 a été délivré le 11 avril 2007 et publié le même jour au Journal Officiel. Le permis de construire principal a été délivré le 24 avril 2007.

Plusieurs recours ont été exercés par des associations contre certaines autorisations administratives, tous ont été rejetés par le juge administratif.

Calendrier de mise en service et budget. En juillet 2010, EDF a communiqué de nouveaux objectifs en termes de calendrier et de budget prévisonnel du projet Flamanville 3 : l'objectif de première production commercialisable est fixé à 2014 avec des coûts de construction estimés de l'ordre de 5 milliards d'euros (conditions 2008).

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 prévue à l'été 2012.

Contrats de fourniture et de travaux. À fin 2010, EDF a attribué environ 119 contrats, représentant plus de 90 % du montant total. Les 6 contrats les plus importants (chaudière, génie civil, contrôle commande, tuyauterie, travaux en mer et galerie de rejets, alternateur-condenseur-poste d'eau) représentent environ 70 % du budget du projet. L'ensemble des principaux contrats, à l'exception du contrat chaudière conclu avec AREVA, a été attribué à la suite d'appels d'offres internationaux.

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

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 2010, des étapes importantes de la construction ont été franchies :

- fin des travaux en mer avec mise à disposition de la galerie de rejets en mer ;
- fin de la construction des structures de génie civil de la salle des machines et du pôle opérationnel d'exploitation ;
- début du montage électromécanique dans les locaux inférieurs des bâtiments de l'îlot nucléaire ;
- réalisation des premiers essais de mise en service de matériels avec la mise sous tension du transformateur auxiliaire ;
- début du montage du groupe turbo-alternateur le 1er octobre 2010.

Par ailleurs, la construction des ouvrages de l'îlot nucléaire et de la station de pompage s'est poursuivie, et l'avancement du génie civil à la fin de 2010 est supérieur à 70 %.

Partenariat industriel conclu avec Enel. Au titre d'un accord de coopération signé le 30 novembre 2007, EDF et Enel ont défini les conditions d'un partenariat industriel sur le nucléaire. Enel participe financièrement au projet Flamanville 3 à hauteur de 12,5 % de l'ensemble des dépenses de construction et d'exploitation, ainsi que des coûts de déconstruction et de gestion à long terme des déchets nucléaires. En contrepartie, Enel reçoit 12,5 % de la production d'électricité de Flamanville 3 sur la durée de son exploitation, livrée en France sur le réseau de transport de RTE EDF Transport. EDF est l'exploitant nucléaire de Flamanville 3, assume en conséquence la responsabilité ultime nucléaire et prend, in fine, toutes les decisions. Enfin, Enel a la possibilité de détacher des ingénieurs au sein des équipes en charge du projet puis des équipes d'exploitation de Flamanville 3 dans le but d'acquérir les compétences nucléaires souhaitées par Enel.

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

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

Pour plus d'informations concernant la relance de la production d'énergie nucléaire en Italie, voir la section 6.3.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie »).

État d'avancement du projet Penly 3

Le 30 janvier 2009, le Président de la République française a confirmé la construction sur le site de Penly, en Seine-Maritime, d'un deuxième réacteur nucléaire de type EPR, dont la réalisation sera assurée par EDF. Le 1er avril 2009, le Conseil d'administration d'EDF a donné son accord pour engager le processus devant aboutir à la construction de cette tranche nucléaire de type EPR.

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

Le Conseil d'Administration d'EDF du 26 octobre 2010 a décidé la poursuite de la préparation du projet Penly 3 jusqu'à la décision finale d'investissement. EDF aura la responsabilité d'exploitant nucléaire et interviendra en tant qu'architecte-ensemblier. Les discussions se poursuivent également avec les partenaires industriels susceptibles de prendre part au projet Penly 3.

A la suite de la décision du Conseil d'administration, la demande de décret d'autorisation de création de l'installation nucléaire a été déposée le 2 décembre 2010.

6.2.1.1.3.6 La déconstruction des centrales nucléaires

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

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

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

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

La déconstruction des centrales de première génération arrêtées

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

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

Le cadre réglementaire de la déconstruction a été établi et le processus d'autorisation est finalisé depuis 2003. Il se caractérise, pour un site donné, par :

- un décret d'autorisation unique, après avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire, permettant la déconstruction totale ; trois décrets ont été obtenus en 2010 : les décrets de démantèlement complet des réacteurs UNGG de Saint-Laurent et Chinon A3 de mai 2010 et le décret autorisant la création de l'Installation d'Entreposage de Déchets Activés (« ICEDA ») d'avril 2010 (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).
- des rendez-vous clés avec l'ASN intégrés dans un référentiel de sûreté ;
- un processus d'autorisation interne de l'exploitant, indépendant des opérationnels et audité par l'ASN, et qui permet d'engager certains travaux en limite du référentiel autorisé (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le décret de démantèlement de Bugey 1 est paru au Journal Officiel le 20 novembre 2008. Un recours contre ce décret a été déposé par une association. Ce recours est actuellement en cours de traitement (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »)).

Par une convention signée en décembre 2008, EDF et le CEA ont rationalisé leurs rôles respectifs concernant les sites de Brennilis et de Phénix. EDF et le CEA sont devenus, par cet accord, entièrement responsables à la fois au plan technique et au plan financier sur, respectivement, les sites de Brennilis et de Phénix, ce qui clarifie la conduite opérationnelle des projets.

Concernant la centrale de Brennilis, EDF a déposé auprès de l'ASN un nouveau dossier de demande d'autorisation de déconstruction fin juillet 2008. Ce nouveau dépôt fait suite à la décision du Conseil d'État du 6 juin 2007 d'annuler le décret autorisant EDF à procéder à la déconstruction totale du réacteur. Cette annulation a été motivée par l'absence de mise à disposition du public, avant parution du décret, d'une étude d'impact des travaux de déconstruction de la centrale. Suite à cette décision, EDF avait pris dès 2007 les dispositions nécessaires afin de garantir la mise en sécurité des installations pendant l'interruption des travaux de déconstruction. L'enquête publique s'est déroulée du 27 octobre au 11 décembre 2009. La commission d'enquête a donné un avis défavorable au projet le 15 mars 2010. Cet avis

était néanmoins assorti d'une recommandation de réalisation de certains travaux. En réponse à celle-ci, un projet de décret est en cours de finalisation afin d'engager au plus tôt ces travaux. Les travaux définitifs de démantèlement complet seront couverts par un décret complémentaire qui nécessite le dépôt d'un nouveau dossier prévu d'ici fin 2011.

La déconstruction des neuf centrales nucléaires de première génération d'EDF à l'arrêt produira environ 1 000 000 de tonnes de déchets primaires, dont 80 % de gravats non radioactifs et aucun déchet de haute activité. Les 20 % restant correspondent à des déchets de très faible à moyenne activité, dont environ 2 % de déchets nécessitant la mise à disposition d'un centre de stockage FAVL.

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

- le projet d'Installation de Conditionnement et d'Entreposage des Déchets Activés (« ICEDA ») qui a été lancé sur le site de Bugey. L'enquête publique, réalisée en juin et juillet 2006, a conclu à un avis favorable et un décret du 23 avril 2010 a autorisé EDF à créer l'installation. Les travaux du génie civil principal sont en cours et la mise en service est prévue en 2013. Des recours contre le décret et le permis de construire ont été déposés et sont en cours de traitement (voir section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrage »));
- le Centre de Stockage des déchets FAVL est inscrit dans la loi du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. La recherche de sites engagée par l'ANDRA en 2008 n'a pas abouti et afin de donner le temps nécessaire à la concertation, l'État a décidé en 2010 de lever les contraintes de calendrier sur le projet de stockage FAVL et a demandé à l'ANDRA de poursuivre les discussions avec les territoires où des communes avaient exprimé leur candidature en 2008.

Les coûts de déconstruction

Centrales nucléaires EDF

Depuis le début de l'exploitation de ses centrales, EDF constitue des provisions pour couvrir les travaux de déconstruction, l'ingénierie, la surveillance et la maintenance des installations, la sécurité du site (voir note 30.2 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010). Les montants ainsi provisionnés correspondent à l'estimation par EDF des charges de déconstruction pour atteindre le niveau 3. Depuis fin 2007, conformément aux dispositions de la loi du 28 juin 2006 et de ses textes d'application, la part correspondant à la gestion à long terme des déchets radioactifs issus de la déconstruction a été regroupée avec l'ensemble des provisions concernant les déchets d'origine nucléaire. Les montants provisionnés au titre de la déconstruction ne concernent donc plus que les opérations industrielles proprement dites.

Dans le cas des réacteurs de la filière REP, les provisions sont constituées pour l'ensemble des 58 tranches en exploitation sur la base d'un montant prévisionnel équivalent à 291 euros $^{(2010)}$/kW installé pour l'ensemble des opérations de déconstruction, hors gestion des déchets issus de la déconstruction.

L'estimation détaillée des coûts de déconstruction réalisée en 1999 sur l'exemple représentatif du site de Dampierre a été réactualisée par EDF en 2009, pour tenir compte du retour d'expérience des opérations de déconstruction effectuées par EDF sur ses centrales de première génération et des opérations de déconstruction de niveau 3 menées par d'autres opérateurs, essentiellement américains. À l'occasion de cette mise à jour, il a été vérifié par une approche analytique que le coût de déconstruction ramené au kW 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.

Par ailleurs, une comparaison internationale réalisée par l'OCDE fin 2003 montre que les estimations d'EDF sont cohérentes avec les estimations des autres pays. EDF se situe environ 25 % au-dessus des estimations réalisées pour les centrales espagnoles et 15 % au-dessous des estimations réalisées pour les centrales allemandes. Pour ce dernier pays, l'écart avec l'évaluation d'EDF s'explique par une politique différente pour la gestion des déchets TFA, FAVL et MAVL (retraitement et entreposage en Allemagne – stockage en France).

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

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

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

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

La déclinaison contractuelle de cet accord-cadre s'est traduite par la signature le 12 juillet 2010 de l'accord traitement-recyclage et du protocole de reprise et conditionnement des déchets et de mise à l'arrêt définitif et démantèlement de l'usine de La Hague (protocole RCD-MAD/DEM).

Ce protocole RCD-MAD/DEM de 2010 précise le montant de la soulte libératoire à verser par EDF pour sa quote-part dans la déconstruction des installations de La Hague, opération dont le principe était acquis dès 2003 (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») et note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

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

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

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

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

- la déconstruction des centrales nucléaires (11 milliards d'euros au 31 décembre 2010, voir la note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010) ;
- la gestion à long terme des déchets radioactifs (6,5 milliards d'euros au 31 décembre 2010, voir la note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010) ;
- la part de la provision pour derniers cœurs des centrales relative aux coûts futurs de gestion à long terme des déchets radioactifs (0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2010).

La provision pour gestion du combustible usé et la part de la provision pour derniers cœurs relative au coût du combustible non irradié relèvent

du cycle d'exploitation et sont donc exclues de l'assiette des actifs de couverture à constituer.

La loi du 28 juin 2006 avait fixé un délai de 5 ans pour que la valeur du portefeuille des actifs dédiés soit au moins égale à la valeur des provisions, soit au plus tard en juin 2011. Le programme prévisionnel de dotations annuelles a été établi pour atteindre l'objectif fixé par la loi. Compte tenu des conditions des marchés financiers en 2008, le programme a été adapté en 2008 et en 2009, sans remise en cause de l'objectif initial. La loi NOME du 7 décembre 2010 a accordé aux exploitants un report dérogatoire de 5 ans pour la couverture complète du passif par les actifs, soit au plus tard en juin 2016, si l'exploitant remplit les conditions prévues par la loi, ce qui est le cas d'EDF.

Pour l'exercice 2010, la dotation de trésorerie au portefeuille d'actifs dédiés d'EDF s'est élevée à 1,3 milliard d'euros. De plus, 50 % des titres de RTE EDF Transport ont été affectés aux actifs dédiés pour une valeur de 2,3 milliards d'euros. Ainsi les actifs dédiés représentaient, au 31 décembre 2010, une valeur de marché de 15,8 milliards d'euros en regard de 17,9 milliards d'euros de provisions (voir la note 46.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

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 2010, 9,7 % de sa production totale d'électricité.

6.2.1.1.4.1 Le parc de production hydraulique d'EDF

Le parc hydraulique d'EDF en France continentale comprend 439 centrales :

- environ 10 % des centrales ont une puissance unitaire supérieure à 100 MW ; elles représentent environ 50 % de la production totale ;
- environ 50 % des centrales ont une puissance unitaire inférieure à 12 MW ; elles représentent moins de 10 % de la production totale.

Le tableau ci-dessous récapitule la puissance nominale 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 [1].

L'âge moyen du parc est d'environ 65 ans et plus d'un tiers des installations ont plus de 75 ans.

Centrales hydrauliques de capacité inférieure ou égale à 12 MW	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Puissance nominale (MW)	217	965	1 010
Production nette du pompage (TWh)	3,3	2,8	3,0
Consommation par pompage (GWh)	45,8	34,3	40,0
Production pompage compris (TWh)	3,3	2,8	3,0

Centrales hydrauliques de capacité supérieure à 12 MW	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2010
Puissance nominale (MW)	18 819	18 821	18 825
Production nette du pompage (TWh)	35,2	32,3	35,7
Consommation par pompage (TWh)	6,4	6,8	6,6
Production pompage compris (TWh)	41,6	39,1	42,3
PUISSANCE NOMINALE TOTALE (GW)	**19,0**	**19,8**	**19,8**
PRODUCTION NETTE DU POMPAGE TOTALE (TWh)	**38,5**	**35,1**	**38,7**

Les centrales se trouvent principalement dans les massifs montagneux des Pyrénées, des Alpes, du Massif central et du Jura, ainsi que sur le Rhin. L'ensemble représente une puissance installée d'environ 20 GW (hors DOM et Corse), soit 21 % du parc d'EDF, pour une énergie productible (c'est-à-dire pour une hydraulicité moyenne) annuelle d'environ 45 TWh, contribuant à placer la France au rang de second producteur d'électricité renouvelable de l'Union européenne.

Les différents aménagements hydrauliques sont conçus pour optimiser l'exploitation de la ressource en eau des vallées. Du fait de la taille et de la variété de son parc, EDF dispose d'aménagements qui sont capables de répondre à tous les types d'usages souhaités, en « base » ou en « pointe », et qui offrent des leviers d'optimisation en raison de leur souplesse d'utilisation :

- les aménagements au « fil de l'eau », comme sur le Rhin, ne possèdent pas de capacité de stockage et produisent de l'énergie en fonction des apports d'eau du moment. Ils représentent une puissance totale d'environ 3,6 GW et un productible de 17,7 TWh ;
- EDF dispose d'une usine marémotrice, sur la Rance : elle utilise le mouvement ascendant et descendant de la marée pour créer le dénivelé indispensable à la production d'énergie, fournissant de ce fait de l'électricité de manière très régulière. Cette usine représente une puissance totale de 240 MW et un productible de 0,5 TWh ;
- les éclusées font intervenir une réserve d'eau de moyenne importance (plus faible que celle d'un lac), destinée à une utilisation ponctuelle en cours de semaine ou de journée, pour couvrir les pointes de demande. Elles représentent une puissance totale de 3,1 GW environ et un productible de 9 TWh ;
- les Stations de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) se composent d'un bassin amont et d'un bassin aval. L'eau est pompée du bassin aval vers le bassin amont en période de prix faibles, de manière à constituer un stock, qui sera utilisé pour produire de l'énergie en période de pointe (l'eau sera alors « turbinée » du bassin amont vers le bassin aval). Elles représentent une puissance totale d'environ 4,3 GW qui a permis ces dernières années d'une part le pompage d'environ 7 TWh et le turbinage d'environ 5 TWh, et d'autre part, une production moyenne de

1. *Sont mentionnées ici les puissances nominales des centrales selon que leur puissance maximale est inférieure ou égale ou supérieure à 12 MW.*

1,1 TWh, grâce aux apports naturels d'eau dans le bassin supérieur de certaines STEP ;
- les aménagements de lacs (réservoirs saisonniers) situés dans les massifs montagneux (Alpes, Massif central et Pyrénées) représentent une puissance totale de 8,8 GW et un productible de 16,1 TWh. Ils sont utilisés pour leur grande capacité de stockage de saison à saison. Ils peuvent ainsi, en fonction de la demande, sur certaines périodes remplir leur réservoir et être disponibles en période de forte consommation ou pour garantir l'équilibre du système électrique.

6.2.1.1.4.2 La sûreté hydraulique

La sûreté hydraulique consiste en l'ensemble des dispositions prises lors de la conception et de la gestion des aménagements hydroélectriques et a pour objectif de maîtriser les risques que la présence ou le fonctionnement des aménagements hydrauliques crée pour les personnes, les biens et l'environnement (voir section 4.2.2.2 (« Gestion du risque de sûreté hydraulique »)). Elle comporte trois activités principales :
- la maîtrise des variations de niveaux ou de débits à l'aval des ouvrages ;
- la gestion des ouvrages durant les périodes de crues, pour assurer la sécurité des installations et des populations ;
- la prévention du risque majeur que représente la rupture d'un ouvrage hydraulique par la surveillance et la maintenance des ouvrages sous le contrôle des services de l'État, principalement des Directions Régionales de l'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.

Enfin, 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 2010, EDF a réalisé 14 examens techniques complets sur ces ouvrages.

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

6.2.1.1.4.3 La performance du parc de production 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 plus de 13 000 MW et environ 60 % 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

Sujette aux aléas de la ressource en eau, la production hydraulique varie suivant les années. L'année 2010 a été une année où la production a été proche de la normale. La production d'électricité d'origine hydraulique (hors déduction de 6,6 TWh de consommation d'électricité nécessaire au fonctionnement des stations de transfert d'énergie par pompage) a été de 45,4 TWh. La disponibilité globale du parc hydraulique, c'est-à-dire le pourcentage du temps dans l'année pendant lequel la centrale est disponible à pleine puissance, s'est établie en 2010 à 87,2 %, en légère hausse par rapport à 2009. Pour l'année 2010, l'indisponibilité du parc hydraulique d'EDF provient pour 11,3 % de travaux d'entretien et de maintien du patrimoine (indisponibilité programmée) et pour 1,5 % de prolongements de travaux et d'avaries (indisponibilité fortuite). Le taux de réponse à la sollicitation du parc, c'est-à-dire le taux de réussite de la réponse aux ordres de démarrage reçus par les centrales, est supérieur à 99 % depuis plusieurs années, dans un contexte d'augmentation significative de la sollicitation des ouvrages de production hydraulique.

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

Ce programme de rénovation du patrimoine hydraulique intitulé Sûreté et Performance de l'Hydraulique ou « SuPerHydro » entraîne, transitoirement pendant la durée des travaux, des indisponibilités programmées plus conséquentes (engendrant une baisse de la disponibilité globale de l'ordre de quelques points) que celles enregistrées ces dernières années. En revanche, la réalisation du programme n'impacte pas l'indisponibilité fortuite des moyens de production du parc hydraulique, le taux d'indisponibilité sur avarie et le taux de réponse à la sollicitation restant à de bons niveaux.

Le programme a démarré en 2007 et à fin 2010, il était réalisé à hauteur d'environ 60 %. Les dernières opérations seront engagées courant 2011 et 2012. Par ailleurs, au-delà de ces opérations, une stratégie de maintenance durable a été établie dans la continuité du projet SuPerHydro pour renforcer la sûreté et la performance du parc hydraulique dans la durée.

6.2.1.1.4.4 Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique

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

Le renouvellement des concessions

Les ouvrages de production hydraulique sont exploités dans le cadre de concessions accordées par le Premier Ministre, pour les ouvrages de plus de 100 MW ou par le préfet, pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW et d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW.

EDF est aujourd'hui le concessionnaire de la majorité des chutes hydroélectriques en France.

D'une durée initiale de 75 ans, conformément à la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique, les concessions sont en général renouvelées pour des durées de 30 à 50 ans. Le renouvellement des titres est l'occasion d'une évolution du cahier des charges qui peut alors intégrer de nouvelles exigences en termes de gestion de la ressource en eau et prendre en compte les dispositions figurant dans le dernier cahier des charges-type annexé au décret n° 99-872 du 11 octobre 1999 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008.

Du fait de son statut de société anonyme, et par application de la loi Sapin (1993) (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe ») ci-dessous), EDF est désormais soumis à la concurrence en ce qui concerne le renouvellement de ses concessions hydrauliques.

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

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

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

Le tableau ci-dessous présente le calendrier du renouvellement des concessions détenues par EDF publié par la DGEC le 22 avril 2010 [1] :

Nouvelle concession	Ouvrages	Puissance Maximale Brute (MW)	Appel à candidatures*	Choix du candidat retenu*	Date d'attribution*
Lac Mort	Lac Mort	10	Fin 2010	Mi 2012	Fin 2013
Drac	Sautet Cordeac St Pierre Cognet	218	Mi 2011	Fin 2012	Mi 2014
Truyère	Brommat Sarrans Le Bousquet Couesque Montézic Lardit Cambeyrac Castelnau Golinhac	1 914	Mi 2011	Fin 2012	Mi 2014
Bissorte	Bissorte Super-Bissorte	882	Début 2012	Mi 2013	Fin 2014
Dordogne	Bort Rhue Auzerette L'aigle Chastang Argentat Enchanet St Geniez Hautefage	1 118	Mi 2012	Fin 2013	Fin 2015
Beaufortain	Girotte Belleville Hauteluce Beaufort Villard	128	Mi 2012	Début 2014	Fin 2015
Brillane-Largue	La Brillanne Le Largue	45	Mi 2012	Début 2014	Fin 2015

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

1. *Source : Direction générale de l'énergie et du climat (2010).*

Dans l'hypothèse où une concession arrivée normalement à échéance ne serait pas reconduite, le concessionnaire sortant ne bénéficie, en l'état de la réglementation en vigueur, d'aucune indemnisation. À l'échéance de la concession, toutes les installations appartenant à l'État (ouvrages allant du barrage à la turbine) doivent être en « bon état de marche et d'entretien ». La loi de finances rectificative pour 2006 prévoit le remboursement des dépenses non amorties liées soit aux travaux de modernisation, soit aux travaux ayant permis d'augmenter les capacités de production pour peu que ces travaux aient été réalisés au cours de la deuxième moitié de la concession.

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

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

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

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

La gestion de l'accès à l'eau

Les 239 barrages exploités par EDF en France permettent le stockage de 7,5 milliards de m³ d'eau, soit 75 % des réserves nationales de stockage de surface.

Les aménagements hydrauliques ont des effets positifs tant sur le développement économique que dans le domaine de l'environnement et EDF mène une politique active de gestion concertée de la ressource hydraulique en coopération avec les différents acteurs de l'eau. Des conventions sont conclues avec les élus locaux, agriculteurs, pêcheurs, responsables de sites touristiques 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 m³ d'eau peuvent être lâchés chaque année depuis les barrages selon les besoins pour satisfaire d'autres usages que la production d'électricité (alimentation en eau potable, soutien d'étiage, irrigation, production de neige artificielle, sports d'eau vive, etc.).

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006 contient des dispositions relatives à la gestion de la ressource en eau (notamment la valeur des débits réservés [1] et la souplesse d'exploitation des centrales hydrauliques). EDF estime que ces dispositions devraient avoir des conséquences limitées à moyen terme sur son activité hydraulique (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)).

Le développement

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

- En Alsace, EDF a annoncé en 2008 un plan de développement sur 5 ans de ses capacités de production hydraulique, pour une puissance de 130 MW au total et un montant de 225 millions d'euros :
  - en 2009, EDF a participé à la mise en service de la micro-centrale de Kehl, située en rive allemande du Rhin, d'une puissance de 1,4 MW. Un projet similaire est à l'étude à proximité du barrage de Kembs, d'une puissance de 8 MW et 28 GWh de productible avec une mise en service prévue en 2014 ;
  - il est prévu de renforcer la centrale hydroélectrique de Gambsheim par l'installation d'un groupe supplémentaire de 28 MW. Ce projet se fera en collaboration avec EnBW. 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, en rive allemande du Rhin, pour une mise en service prévue en 2012 ;
  - dans le massif des Vosges, l'ancienne station hydraulique de transfert d'énergie par pompage du Lac Noir devrait être remplacée après 2016 par une centrale de conception moderne, d'une puissance de 55 MW dans le cadre de la nouvelle concession obtenue le 20 avril 2009 ;
  - des mesures en matière de préservation des ressources en eau et de la biodiversité seront mises en œuvre, notamment avec la réalisation de passes à poissons à Strasbourg et à Kembs.
- Un démonstrateur de ferme hydrolienne sur le site de Paimpol-Bréhat dans les Côtes-d'Armor devrait être mis en service en 2012. L'objectif de ce projet, d'une capacité de 2 MW, est de tester en conditions réelles le principe de production d'énergie à partir des courants de marée (voir section 6.4.1.1.1 (« Présentation des énergies nouvelles »)).
- 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 2010, 3 projets ont été mis en service pour une puissance de 1,5 MW et un productible de 12,3 GWh. Des projets sont à l'étude pour une puissance totale, y compris les mises en services 2010, de 18 MW et un productible de 130 GWh pour des mises en service attendues d'ici 2014.

Par ailleurs, EDF se donne pour objectif d'exploiter toutes les opportunités

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

de développement qui peuvent lui être offertes, en particulier :

- développer la « petite hydraulique » (centrales de puissance inférieure à 12 MW) : 5 projets de petits aménagements (Échirolles, Saut du Moine, Merlet, Rabuons et Plan du Var2) sont à l'étude pour une puissance de 8,5 MW et un productible de 40 GWh. Les mises en service s'échelonneraient entre 2013 et 2014. SHEMA, filiale à 100 % du groupe EDF, optimise de son côté le parc existant et développe la production de petite hydraulique : plusieurs centrales ont été ou sont en cours de rénovation complète (16 centrales dans la Mayenne, 3 centrales dans le Var, 2 centrales dans l'Aude) avec renouvellement des titres et augmentation de la production, des projets d'aménagements neufs ont abouti (Palisse dans le Cantal) ou sont en cours d'étude, des partenariats ont été noués ou sont en cours d'établissement, et des projets d'acquisition de centrales suite à appel d'offres sont en cours ;
- lancer des études technico-économiques relatives à des stations de transferts d'énergie par pompage en France ;
- étudier les possibilités de « suréquipement » (par exemple, augmentation de puissance d'ouvrages hydrauliques existants) offertes par ailleurs par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (dite « LPOPE », voir section 6.5.2.2 (« Législation française »)) pour contribuer au développement de moyens de pointe. EDF a ainsi déposé en 2010 auprès de l'administration un projet d'augmentation de puissance de la centrale de La Bathie en Savoie, qui permettra, par modification des groupes existants, d'augmenter la puissance actuelle de 45 MW ; d'autres projets permettant de bénéficier des dispositions de la loi LPOPE sont à l'étude ;
- mettre à profit les opérations de rénovation de ses installations pour développer leurs capacités. Ainsi, EDF a pris en 2010 la décision de profiter d'une opération de rénovation lourde de la STEP de Revin pour améliorer les performances de l'installation (augmentation de l'énergie produite d'environ 20 %) ;
- réaliser dans le cadre du renouvellement des concessions, des adaptations des ouvrages (modernisation, optimisation de la production, etc.). Ainsi, dans le cadre du renouvellement de la concession de la Moyenne Romanche, EDF va réaliser un ouvrage neuf permettant de remplacer les 6 petites usines existantes par une nouvelle centrale souterraine (centrale de Romanche-Gavet) d'une puissance de 93 MW et pour un productible de 560 GWh.

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

6.2.1.1.5 Production thermique à flamme (« THF »)

La production d'électricité réalisée par EDF à partir de son parc de centrales thermiques à flamme en France continentale a représenté, en 2010, environ 3,6 % de sa production totale d'électricité. Ce parc, dont l'âge moyen est d'environ 30 ans, dispose à cette même date d'une puissance installée en fonctionnement de 11 817 MW (pour une puissance installée totale de 14 012 MW).

Les moyens de production THF présentent un certain nombre d'atouts : une grande réactivité et flexibilité (démarrage rapide et modulation de la puissance), la capacité à être placés en arrêt prolongé (mises en réserve) ou, au contraire, à être remis en exploitation dans des délais courts et un coût d'investissement plus faible que le nucléaire ou l'hydraulique et des délais de construction réduits.

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

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

Ils jouent aussi un rôle important dans l'adaptation des capacités de production d'EDF en réponse à l'évolution des besoins de ses clients. Leur performance présente néanmoins une sensibilité à différents facteurs pouvant conduire à un coût de production plus élevé tels que le durcissement des réglementations environnementales (émission de produits polluants, qualité de l'air), le respect des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et l'évolution du coût des combustibles.

6.2.1.1.5.1 Le parc de production thermique à flamme d'EDF

Composition du parc

Au 31 décembre 2010, le parc thermique à flamme en exploitation d'EDF est composé de capacités de production diversifiées, tant au niveau du combustible que de la puissance :

Combustible	Puissance unitaire (MW)	Nombre de tranches en exploitation	Capacité totale (MW)	Année de mise en service	Energie produite les 3 dernières années (TWh)		
					Au 31/12/2008*	Au 31/12/2009	**Au 31/12/2010**
Charbon	250	9	2250	entre 1966 et 71	13	14	14,5
	585	1	585	1969			
	580	3	1740	en 1983 et 84			
Fioul	250	2	500	en 1971 et 72	2,4	1,8	2,1
	585	4	2340	entre 1968 et 75			
	685	4	2740	en 1976 et 77			
Fioul - Turbines à combustion	85	4	340	en 1980 et 81	0,1	0,2	0,3
	134	1	134	en 1996			
	128-129	2	257	en 1997 et 2007			
	187	2	374	en 2008			
Bi-combustibles	185-187	3	557	en 2009 et 2010	0	0	0

** +0,3 TWh de gaz des hauts fourneaux pour l'année 2008.*

La puissance installée du parc thermique en exploitation s'établit à 11 817 MW, dont les deux turbines à combustion de Montereau mises en services fin novembre 2010. Ces deux tranches, ainsi que la troisième tranche de Vaires, sont bi-combustibles (fioul domestique, gaz naturel). Les turbines à combustion constituent des moyens d'extrême pointe très réactifs [1].

La puissance totale en réserve est de 2 195 MW, y compris la turbine à combustion de Gennevilliers 1 (203 MW) actuellement en arrêt garanti pluriannuel.

La puissance installée totale du parc s'établit donc à 14 012 MW.

L'approvisionnement en combustibles fossiles

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

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

6.2.1.1.5.2 Les enjeux de la production THF

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

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

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

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

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

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

Pour faire face à l'accroissement des besoins de pointe, EDF met en œuvre depuis 2005 un programme d'augmentation de ses capacités de pointe. EDF a ainsi décidé de :

- remettre en fonctionnement quatre tranches fioul 600-700 MW mises en réserve, pour une puissance totale de 2 540 MW;
- mettre en service un peu plus de 1 000 MW de capacités d'extrême pointe (jusqu'à 200 heures de fonctionnement par an) au moyen de turbines à combustion. Ces moyens très réactifs sont mobilisés lors des périodes de forte consommation d'électricité;
- lancer un projet de transformation *(repowering)* de trois tranches fioul du site de Martigues (3 x 250 MW) en deux cycles combinés au gaz de 465 MW chacun, ainsi qu'un projet de construction d'un cycle combiné au gaz neuf d'une capacité de 430 MW sur le site de Blénod (soit une augmentation nette de capacité de 610 MW).

Ces projets de modernisation permettront de réduire les émissions atmosphériques de CO_2 et d'oxydes d'azote et de supprimer les émissions de soufre. À l'exception du site de Martigues en raison de sa réglementation spécifique, les tranches fioul utilisent désormais du combustible à Très Très Basse Teneur en Soufre (fioul dit « TTBTS » à 0,55 % de soufre).

Au 31 décembre 2010, une part importante de ce programme a été réalisée et les moyens de production suivants ont été mis en service depuis 2005 :

- quatre tranches fioul 600 -700 MW ont été remises en fonctionnement entre 2006 et 2008 ;
- 1 060 MW de turbines à combustion ont été mis en service entre 2007 et 2010 : après la mise en service d'une TAC sur le site de Vitry-Arrighi en 2007 et de trois autres sur le site de Vaires-sur-Marne en 2008 et 2009, deux TAC de 185 MW chacune ont été mises en service en 2010 sur le site de Montereau.

Au total 3 600 MW ont déjà été mis en service à fin 2010, sur les 4 210 MW prévus. Les mises en service des cycles combinés au gaz, prévues en 2011 et 2012, donneront lieu à une augmentation nette de capacité de 610 MW. Au-delà de ce programme, et en fonction de l'évolution du cadre réglementaire, EDF examine également la possibilité de développer de nouveaux moyens de semi-base ou de pointe pour faire face aux éventuels besoins supplémentaires de capacités à moyen terme. Les centrales thermiques à flamme actuelles d'EDF, ainsi que ses compétences industrielles d'exploitant et de développeur acquises dans le cadre de réalisations internationales, constituent des atouts pour le Groupe. En effet, au cours des dernières années, EDF a réalisé un programme de développement d' « *Independent Power Plants* » (« IPP ») à l'étranger.

Enfin, le groupe EDF participe avec des partenaires industriels, concernant la technologie CCS (« *Carbon Dioxide Capture and Storage* »), à des projets de captage en post-combustion et oxy-combustion, ainsi qu'à des études sur le transport et le stockage de CO_2 (voir section 11.2 (« Les priorités de la R&D »)).

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 (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)) et d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air.

La réglementation sur les émissions de gaz à effet de serre a conduit à la mise en place, en 2005, du plan national d'allocation de quotas CO_2. Sur la première période (2005-2007), ces quotas ont couvert les émissions effectives du parc THF. Conformément au plan national d'allocation de quotas de CO_2 pour la période 2008-12, EDF (France métropolitaine) a reçu 14,4 millions de tonnes de quotas au titre de l'année 2010. Dans le même temps, les émissions totales du parc EDF se sont élevées à 15,6 millions de tonnes. EDF a donc eu un déficit de 1,2 millions de tonnes en 2010, nécessitant un recours aux marchés des quotas d'émission de CO_2.

L'adaptation du parc thermique engagée par EDF répond notamment aux exigences des réglementations sur la réduction des émissions de polluants atmosphériques et sur la qualité de l'air, dont les principes sont définis à l'horizon 2015. Le durcissement de cette dernière réglementation pour 2015 constitue un enjeu important pour EDF, en particulier pour l'exploitation de ses tranches fioul au-delà de cette date.

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

Production et performances techniques

La production thermique à flamme, qui a représenté 16,9 TWh en 2010, est en hausse d'environ 5,6 % par rapport à 2009. Elle correspond à 3,6 % de la production annuelle d'EDF en France continentale.

La fiabilité du parc thermique à flamme augmente (turbines à combustion comprises), avec un coefficient de disponibilité qui s'établit en 2010 à 80,5 % (78,5% % en 2009), en nette amélioration depuis six ans (64 % en 2004), mais aussi avec des indisponibilités non programmées (fortuites et prolongation d'arrêts) en baisse par rapport à 2009 : 7,3 % en 2010 (8,6 % en 2009).

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

Partenariat industriel

EDF et Enel ont signé le 30 novembre 2007 un accord qui vise à élargir le partenariat industriel conclu sur le nucléaire à d'autres types de moyens de production. Dans ce cadre, Enel et EDF négocient un accord d'échange de droits de tirage de 165 MW entre la France et la Belgique, fondé sur l'économie des moyens de production CCGT développés respectivement par chacune des parties.

La déconstruction du parc actuel

EDF a planifié l'ensemble des opérations de déconstruction de son parc thermique à flamme actuel. Les provisions relatives à ces opérations ont été constituées pour un montant correspondant aux charges de déconstruction de l'ensemble des tranches en exploitation et aux travaux

de dépollution des sites (voir note 30.3 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010). Il subsiste toutefois un risque résiduel lié à l'accroissement des exigences de dépollution (évolution de la réglementation applicable, modification de la destination future des terrains nécessitant un processus de dépollution complémentaire).

EDF a poursuivi en 2010 les travaux de déconstruction amorcés en 2006 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 2010 s'est élevée à 513,3 TWh [1], en hausse de 5,5 % par rapport à l'exercice 2009. Corrigée de l'impact des aléas climatiques, cette hausse est de 1,9 %.

6.2.1.2.1.2 La concurrence

Depuis le 1er juillet 2007, l'ouverture du marché français de la commercialisation d'électricité est totale. Chaque client est libre d'opter à tout moment et sans préavis pour une offre à prix de marché d'EDF ou une offre d'un concurrent d'EDF.

Les principaux concurrents d'EDF sur le marché français sont GDF Suez, E.ON (SNET), Alpiq, Enel, POWEO et Direct Energie. Le concurrent principal, GDF Suez, est l'un des premiers énergéticiens au monde. Il dispose de moyens de production d'électricité importants dans le nucléaire et le gaz naturel et développe ses activités partout dans le monde. En France, GDF Suez compte plus de 10 millions de clients ; il est le premier fournisseur de gaz [2].

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

Un nouvel entrant, Direct Énergie, a construit un portefeuille de plus de 600 000 clients [3] depuis 2003 et a développé Neoen, une filiale dédiée aux énergies renouvelables éolienne et photovoltaïque.

POWEO, adossé au Groupe Verbund (opérateur autrichien spécialiste dans l'hydroélectricité), produit de l'énergie et dispose d'un portefeuille de près de 385 000 sites clients [4].

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

- à leurs propres capacités de production ;
- à 39 TWh mis à disposition en 2010 par le groupe EDF par l'intermédiaire des « Enchères de Capacité » (« VPP ») décrites à la section 6.2.1.3.4 (« Les enchères de capacité ») ;
- aux importations ;
- au marché de gros de l'électricité.

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

Au 31 décembre 2010, selon la CRE, les fournisseurs alternatifs disposaient d'une part de marché de 5,2 % des sites résidentiels et de 7,6 % des sites non résidentiels [2].

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

- les tarifs réglementés de vente d'électricité bleus (puissance inférieure ou égale à 36 kVA) et les tarifs réglementés de vente d'électricité jaunes et verts sont maintenus dans les conditions décrites au paragraphe 6.2.1.2.1.4 (« Les contrats aux tarifs réglementés de vente ») ci-dessous ;
- le Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) prendra fin à la date de mise en place effective du dispositif d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) ;
- l'ARENH est mis en place au bénéfice des fournisseurs concurrents d'EDF. Ce dispositif permet aux concurrents de s'approvisionner auprès d'EDF pour la fourniture de leurs clients finals en France. Le principe du mécanisme d'allocation de l'ARENH est le suivant :
  - à intervalles réguliers dans l'année (« guichets »), les concurrents d'EDF adressent à la CRE une demande d'ARENH pour les 12 mois à venir, fondée sur leurs prévisions de volumes livrés ;
  - la CRE détermine les droits (*ex-ante*) de chaque fournisseur à l'ARENH à partir des prévisions des fournisseurs et selon des modalités d'allocation fixées par décret, et 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 ;
  - le prix de l'ARENH est fixé par arrêté des Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie pris après avis motivé de la CRE pendant les trois premières années puis sur proposition de la CRE à compter de 2013. À la fin de chaque année, la CRE calcule les droits *ex-post* de chaque fournisseur à partir de la consommation réalisée 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 facturé à chaque fournisseur dont les droits (*ex-post*) se révèlent inférieurs aux droits *ex-ante*.

Les décrets d'application décrivant les modalités précises d'allocation de l'ARENH ne sont pas publiés à la date de publication du présent document de référence.

6.2.1.2.1.3 Les contrats aux tarifs réglementés de vente, les contrats au Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché (TaRTAM) et les contrats en offre de marché

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

- les contrats aux tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (EDF et les distributeurs non nationalisés) ;

1. *Source : bilan provisoire RTE EDF Transport 2010, y compris Corse.*
2. *Commission de Régulation de l'Énergie : L'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2010.*
3. *Source : site internet de Direct Énergie.*
4. *Source : communiqué de presse POWEO du 31 mars 2011.*

- les contrats au Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement du Marché (TaRTAM). L'accès à ce type de contrat suppose pour le client d'avoir préalablement exercé son éligibilité sur le ou les sites concernés par la demande ;
- les contrats en offre de marché, proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs.

6.2.1.2.1.4 Les contrats aux tarifs réglementés de vente

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

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

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

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

- 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.

Le barème tarifaire et le principe du tarif intégré

Le barème tarifaire regroupe une gamme de tarifs réglementés de vente d'électricité. L'évolution de ces tarifs est fixée par arrêté du Ministre chargé de l'Économie et du Ministre chargé de l'Énergie, après avis consultatif motivé de la CRE.

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

En outre, dans le cadre de ses missions de service public, EDF propose depuis le 1er janvier 2005 un tarif de première nécessité de l'électricité selon les modalités fixées par le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004.

Enfin, le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 a créé un tarif spécial de solidarité pour le gaz porté par l'ensemble des fournisseurs et financé par une contribution qui sera répercutée à l'ensemble des clients finals.

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

- la part « fourniture » (environ 60 % du coût du tarif hors taxes) comprenant : (i) la part « énergie » fondée principalement sur les coûts d'exploitation et les coûts d'investissement dans les moyens de production (y compris aval du cycle et 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) comprenant les coûts d'utilisation du réseau public de transport géré par RTE EDF Transport et des réseaux publics de distribution gérés par les gestionnaires du réseau de distribution, dite aussi part « acheminement ».

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

Les taxes et contributions suivantes viennent s'ajouter à la facture d'électricité :

- les taxes locales municipales et départementales, collectées et reversées par EDF aux collectivités locales ; la loi NOME a transposé au 1er janvier 2011 la directive 2003/96/CE du 27 octobre 2003 restructurant le cadre communautaire de taxation des produits énergétiques et de l'électricité, réformant ainsi les taxes locales françaises sur l'électricité pour les transformer en Taxe sur la Consommation Finale d'Électricité (TCFE). Celle-ci comporte désormais trois niveaux. Les niveaux communal et départemental concernent les consommateurs non professionnels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 250 kVA. Un niveau national est institué pour les clients souscrivant une puissance supérieure à 250 kVA. Les nouvelles taxes sont assises sur les volumes consommés et non plus sur les montants facturés hors taxes. Le fournisseur d'électricité en est redevable ;
- la Contribution Tarifaire d'Acheminement (« CTA ») qui contribue à la couverture d'une partie des droits passés du régime des retraites (voir section 17.6.1.1 (« Régime spécial de retraite »)) et qui figurait jusqu'alors dans les barèmes tarifaires. Elle en a été extraite à l'occasion du mouvement tarifaire de l'été 2009 ;
- la Contribution aux charges de Service Public ou CSPE (voir section 6.5.1.2 (« Législation française »)), qui est fixée pour l'année 2011 à 7,5 €/MWh. Depuis le 1er janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an et le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée ;
- la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

Évolution pluriannuelle des tarifs de vente de l'électricité

Dans le cadre du Contrat de service public conclu le 24 octobre 2005, l'État et EDF se sont accordés sur la nécessité de faire évoluer progressivement les tarifs de vente intégrés afin que la structure générale des tarifs de vente et la structure propre à certaines options tarifaires reflètent la structure des coûts.

L'arrêté du 12 août 2010 relatif aux tarifs réglementés de l'électricité a instauré une augmentation moyenne hors taxes des tarifs réglementés de l'électricité de 3 % pour le tarif bleu résidentiel, 4 % pour le tarif bleu non

résidentiel, 4,5 % pour le tarif jaune et 5,5 % pour le tarif vert. Au total, la hausse moyenne pour l'ensemble des tarifs réglementés est de 3,8 %. Dans la continuité du mouvement tarifaire d'août 2009, ce mouvement s'est accompagné d'une réforme de la structure des tarifs visant à résorber les inégalités entre consommateurs et inciter à la maîtrise de l'énergie. Il fait ainsi varier, de manière différenciée, la part liée à l'abonnement et celle liée à la consommation.

Un autre arrêté du même jour relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés a instauré une hausse de ces tarifs de 10 %, en cohérence avec celle des autres tarifs réglementés de vente.

6.2.1.2.1.5 Les contrats au TaRTAM

La loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie avait prévu la création d'un Tarif réglementé transitoire d'Ajustement du marché (« TaRTAM ») et son application pour une durée de deux ans pour tous les clients ayant exercé leur éligibilité qui en faisaient la demande. Ceux-ci avaient jusqu'au 1er juillet 2007 pour adresser leur demande écrite d'application de ce tarif à leur(s) fournisseur(s) d'énergie. L'arrêté du 3 janvier 2007 précisait que le Tarif réglementé transitoire d'Ajustement du marché hors taxes applicable à un site de consommation est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de :

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

Le TaRTAM a été prolongé trois fois : jusqu'au 30 juin 2010 par la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, puis jusqu'au 31 décembre 2010 par la loi n° 2010-607 du 7 juin 2010, dans la perspective d'une entrée en vigueur de la loi NOME au 1er janvier 2011 et enfin, par la loi NOME du 7 décembre 2010, jusqu'à la date de mise en place effective de l'ARENH.

Seuls les clients qui bénéficiaient du TaRTAM au 31 décembre 2010 continuent à en bénéficier de plein droit pour l'alimentation de leurs sites après cette date, et ils sont engagés à en bénéficier jusqu'à la fin du dispositif. Ils ne peuvent de surcroît modifier les paramètres tarifaires de leurs contrats qu'en cas d'évolution durable de l'activité de leur(s) site(s) se traduisant par une modification de leurs besoins. Enfin, tout client ayant renoncé au TaRTAM au 31 décembre 2010 ne peut y prétendre à nouveau par la suite.

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

Au 31 décembre 2010, 11 900 sites sont toujours au TaRTAM, dont 2 300 alimentés par EDF. Ils représentent une consommation annuelle de 75 TWh [1], dont 40 TWh pour les sites livrés par EDF. En 2009, 3 500 sites étaient au TaRTAM pour une consommation globale annuelle de 72 TWh dont 41 TWh servis par EDF.

6.2.1.2.1.6 Les contrats en offre de marché

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

À l'exception des clients raccordés au réseau de transport, qui doivent impérativement souscrire des contrats distincts pour 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 le prix de la fourniture d'énergie électrique, le tarif d'accès aux réseaux de transport et de distribution (« TURPE »), les prélèvements publics : la CSPE, la CTA, les taxes locales ou la TCFE à partir de l'entrée en vigueur de la loi NOME, et la TVA mentionnées à la section 6.2.1.2.1.4 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

Dans son activité aval, le groupe EDF entend être le leader des solutions énergétiques performantes et bas carbone, en construisant avec ses clients, ses partenaires et les collectivités territoriales un monde de l'énergie avec moins de CO_2. La réalisation de cette ambition passe par le maintien d'une excellente relation client et par la proposition d'offres adaptées aux nouveaux enjeux environnementaux et concurrentiels.

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

Sur le marché de l'électricité, les ventes d'EDF se sont élevées en 2010 à 410,9 TWh [2], contre 400,4 TWh en 2009.

En 2010, la part de marché électricité d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de 83,4 % [3] contre 85,2 % en 2009.

EDF propose des offres de fourniture de gaz depuis 2005 à tous ses clients éligibles. En 2010, EDF a commercialisé 21,4 TWh auprès de 580 500 sites. À la fin de l'année 2010, EDF fournissait du gaz à environ 572 000 clients, dont 480 000 particuliers (contre près de 530 000 clients, dont environ 438 000 particuliers, à fin 2009).

En 2010, la part de marché gaz d'EDF sur les clients finals en volumes vendus a été de l'ordre de 4 % [4] contre 3,75 % en 2009.

Le marché de détail gaz en France représente 11 404 000 sites pour une consommation de 506,6 TWh. Les clients résidentiels (94 % des sites) représentent 27 % de la consommation finale. 1 269 000 sites résidentiels sont en offre de marché, dont 775 000 chez les fournisseurs alternatifs.

1. *Source : Commission de Régulation de l'Énergie : l'Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz T4 2010.*
2. *Données hors ventes internes, ventes aux opérateurs étrangers, et notifications d'échange de blocs ; y compris façonnage Eurodif corrigé des cut-off.*
3. *Hors DOM & Corse ; hors pertes de réseaux ; y compris autoconsommations EDF.*
4. *Calcul réalisé sur la base de données issues du site du ministère de l'écologie, du développement durable, des transports et du logement.*

269 000 sites non résidentiels sont en offre de marché, dont 125 000 desservis par les fournisseurs alternatifs [1].

EDF intègre l'efficacité énergétique dans la fourniture de l'électricité grâce à une politique d'offres de fourniture (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 grâce aux technologies numériques et aux compteurs communicants en cours d'expérimentation avec l'objectif d'un pilotage de la consommation plus efficace (voir section 6.2.2.2.3 (« Marché de l'électricité »)).

Au-delà des offres autour de la fourniture d'électricité, EDF développe des solutions optimisant les usages électriques performants (pompe à chaleur dans les bâtiments bien isolés, véhicules électriques, etc.).

Le Groupe accompagne ses clients dans leurs projets énergétiques, de rénovation thermique notamment, via des conseils et la mise en relation avec les professionnels du bâtiment et les installateurs partenaires « Bleu Ciel » d'EDF. Cet accompagnement vise à aider les clients à faire le choix le plus adapté à leur situation pour mieux maîtriser leurs dépenses d'énergies. Elle répond également 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 6.5.1.2 (« Législation française »)).

EDF a ainsi mis en place des plans d'actions d'économies d'énergie lui permettant d'obtenir des Certificats d'Économie d'Énergie (« CEE ») en contrepartie des actions réalisées auprès de ses clients.

Pour répondre aux attentes énergétiques de ses clients, EDF s'appuie sur son ancrage territorial. Présent sur l'ensemble du territoire auprès de ses 26 millions de clients, il assure ainsi un lien fort avec l'essentiel de la population française, le tissu industriel, et l'ensemble des collectivités territoriales et des autorités concédantes. Cette présence permet également de concrétiser les valeurs du service public : proximité avec le client, continuité de service, professionnalisme et solidarité.

Ainsi, la démarche du Groupe vis-à-vis des clients démunis a pour objectif d'accompagner les pouvoirs publics dans la lutte contre la précarité énergétique en se focalisant sur la préservation de l'accès à l'énergie. Cette démarche intègre la promotion et la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie, l'accompagnement des clients en difficulté, la contribution au Fonds de Solidarité pour le Logement et la prévention au travers de partenariats avec les acteurs du monde associatif.

Enfin EDF poursuit ses efforts dans le renforcement de sa performance opérationnelle qui passe notamment par une stratégie de contact et de commercialisation *via* plusieurs canaux.

6.2.1.2.2.2 L'activité par catégories de clients

A. Les clients particuliers et professionnels

EDF compte 25,8 millions de clients particuliers et professionnels. Pour l'exercice 2010, le volume de ses ventes s'élève à 169,1 TWh d'électricité et 8,4 TWh de gaz naturel. À fin décembre 2010, le nombre de clients en gaz sur le marché des particuliers s'élève à 480 000, et à 83 000 sur le marché des professionnels.

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

La fourniture d'énergies

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

Pour la commercialisation de ses services sur le marché de masse (plus de 32 millions d'appels entrants, 98,5 millions de factures clients par an), EDF a développé plusieurs canaux de contact et de commercialisation : 139 boutiques réparties sur tout le territoire, près de 60 Centres de Relations Client (CRC) fournissant un service de 8 heures à 21 heures, 6 jours sur 7, plusieurs centaines de vendeurs de terrain, un portail vocal automatisé, un site Internet et un réseau d'environ 5 500 partenaires-installateurs qualifiés « Bleu Ciel » d'EDF dans le domaine de la rénovation thermique performante.

En 2010, EDF a renforcé ses actions pour améliorer la satisfaction de ses clients et accroître la performance de ses canaux de commercialisation et de contact : refonte complète du site internet, lancement de la première application I-Phone, etc.

Les offres

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

C'est la marque « Bleu Ciel » d'EDF qui porte l'ensemble des offres et services destinés aux clients particuliers : (i) les services « autour de la fourniture » : sécurité des installations intérieures (Diagnostic Sécurité Electrique), assurance (Assurance Facture Energie « AFE »), maîtrise des consommations (« Suivi Conso »), assistance au dépannage électrique et plomberie (« ADEP »), solutions de paiement (« Prêt Habitat Neuf », « Prêt Rénovation Bleu Ciel d'EDF »), modalités de paiement (facture électronique, Service Relevé Confiance...) ; et (ii) les services « autour des moments-clés » : emménagement, projets de construction ou d'amélioration du confort thermique. La gamme d'offres déployée comprend notamment des conseils, des diagnostics, un accompagnement personnalisé (offres Objectif Travaux et Estimation Travaux) et des offres de financement pour tout projet de confort thermique dans l'habitat, y compris l'entretien et la maintenance des installations assurés par des Partenaires « Bleu Ciel » d'EDF.

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

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

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

Les offres « EDF Pro » pour les clients professionnels

EDF a regroupé sous la marque « EDF Pro » l'ensemble de ses offres aux clients professionnels. L'objectif d'EDF Pro est de simplifier la vie de ces clients en leur apportant des conseils et des solutions pour mieux maîtriser leur consommation énergétique, optimiser leur facture, bénéficier

d'assistance dépannage ou encore respecter l'environnement tout en conciliant performance et continuité de l'activité.

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

La production de certificats d'économies d'énergie

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

- des offres de solutions de rénovation thermique de l'habitat pour des matériels performants (isolation, chauffage, eau chaude sanitaire, ventilation). Les conseils et diagnostics proposés sont complétés par une mise en relation avec les partenaires Bleu Ciel d'EDF qui assurent la réalisation générale du chantier et sa coordination. EDF a ainsi accompagné près de 1 200 000 rénovations, dont 30 % dans les logements sociaux, depuis mi-2006 ;
- de la politique partenariale d'EDF qui permet aux professionnels de la construction et de la rénovation de bénéficier de l'appellation « Partenaire Bleu Ciel d'EDF » sous certaines conditions. L'usage de cette appellation est encadré par une licence de marque qui en définit précisément les conditions et fixe le montant de la redevance versée par le partenaire à EDF. Ce réseau de partenaires permet aux clients désireux de rénover ou de construire leur logement, d'avoir accès à environ 5 500 professionnels dans tous les corps de métiers, engagés aux côtés d'EDF dans l'efficacité énergétique.

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

- la FEEBAT (Formation aux Économies d'Énergie des salariés et artisans des entreprises du BÂTiment) : ce dispositif a été conçu avec les organisations professionnelles du bâtiment et l'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (« ADEME ») pour développer la capacité des entreprises à répondre au marché de la rénovation thermique. Il a permis depuis 2008 la formation de près de 32 000 professionnels, grâce au financement d'EDF dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie ;
- la refonte des règles de l'art des métiers du bâtiment : ce programme, lancé à l'initiative du Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer en novembre 2007, avec les organisations professionnelles du bâtiment, est destiné à accompagner techniquement les entreprises dans la prise en compte des enjeux du Grenelle de l'environnement. Réactualisées et intégrées dans les référentiels de formation, ces nouvelles règles permettront d'améliorer la qualité de mise en œuvre des rénovations ;
- la diffusion de plus de 10 millions de Lampes Basse Consommation en 2009 et 2010 dans le cadre de la convention avec le Ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer, l'ADEME, Recylum, la Fédération des Magasins de Bricolage (« FMB ») et la Fédération des Commerces de Distribution (« FCD »).

La politique de solidarité

EDF mène de nombreuses actions, notamment en matière de prévention, sur l'ensemble du territoire pour sensibiliser et responsabiliser les clients particuliers à la gestion de leur budget énergies.

Les clients disposant de faibles ressources peuvent accéder aux tarifs sociaux de l'énergie qui donnent droit à une réduction sur leurs factures d'électricité et de gaz naturel ainsi qu'à la gratuité de la mise en service. Fin 2010, 615 000 foyers (métropole, Corse et DOM) bénéficient du Tarif de Première Nécessité (« TPN »), et 9 300 bénéficient du Tarif Spécial de Solidarité Gaz.

En 2010, EDF a également contribué à hauteur de 22 millions d'euros au Fonds de Solidarité pour le Logement (« FSL »). Ce fonds, qui permet la prise en charge de tout ou partie de la facture d'électricité de clients rencontrant des difficultés, participe à l'apurement des factures impayées. En 2010, il a permis d'aider près de 200 000 ménages.

En outre, depuis avril 2010, au-delà de ses obligations légales, EDF propose à ses clients en difficulté de paiement l'offre « accompagnement énergie ». Cette offre, qui regroupe un ensemble de services et de conseils sur les tarifs, les usages, la maîtrise de l'énergie ainsi que sur les facilités de paiement en cas de besoin, apporte une réponse et un accompagnement personnalisés. En 2010, 132 000 personnes en ont bénéficié.

Pour être au plus près des populations fragiles, EDF s'appuie aujourd'hui sur 176 points d'accueil de proximité en complément de son réseau de boutiques et a développé de nombreux partenariats avec des associations spécialisées dans la médiation sociale.

EDF soutient aussi des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie et à la rénovation de l'habitat au travers de nombreux partenariats (acteurs associatifs, bailleurs sociaux, etc.) en apportant une aide financière et en partageant son expertise dans le domaine de l'énergie :

- EDF s'est associé en novembre 2009 à la Fondation Abbé Pierre pour créer des logements sociaux économes en charges, respectueux de l'environnement et accessibles aux familles les plus vulnérables, dans le cadre du programme « 2 000 toits pour 2 000 familles » de la Fondation. L'objectif est d'offrir un toit à 2 000 familles mal logées à l'horizon 2011 et de prévenir les situations de précarité énergétique. EDF contribue au financement des travaux d'amélioration des performances énergétiques dans ce type d'habitat et conduit des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie auprès des familles.
- EDF s'est également associé à SOS Familles / Emmaüs France, et au Secours Catholique pour accompagner les ménages en difficulté et en situation de précarité énergétique, et promouvoir les bonnes pratiques en matière de maîtrise de l'énergie.
- Enfin, EDF a réaffirmé son engagement auprès de l'association Unis-Cités qui œuvre pour la promotion du service civique. Au travers du programme « Mediaterres », l'association permet à de jeunes volontaires d'accompagner des ménages fragiles dans la gestion de leur budget, de leur apprendre les gestes éco-citoyens et de les aider à faire des économies d'eau et d'énergie.

B. Les clients entreprises

EDF compte près de 218 000 clients entreprises pour des ventes d'électricité s'élevant à 198,3 TWh pour l'exercice 2010 et à 11,9 TWh pour le gaz naturel à périmètre équivalent. En 2009, l'entreprise comptait 227 000 clients pour des ventes d'électricité de 220,2 TWh et de 12,5 TWh pour le gaz naturel. Cette baisse est due en grande partie (18 TWh) au transfert des ELD à la Division Collectivités Territoriales, organismes Bailleurs Sociaux et Entreprises Locales de Distribution. Un climat en 2010 plus rigoureux qu'en 2009 et la croissance de la demande tendent à compenser l'érosion de la part de marché enregistrée sur le haut de portefeuille.

EDF, au travers de sa marque « EDF Entreprises », accompagne ses clients entreprises 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, tant économique qu'environnementale. Dans ce cadre, EDF a mis en place depuis 2009 l'Observatoire des Énergies d'Entreprises, un lieu d'échange pour mieux comprendre les comportements des entreprises dans un contexte énergétique en pleine évolution.

En 2010, EDF a continué à moderniser sa gamme d'offres pour accompagner les clients pour leur fourniture d'électricité vers des solutions de marché compétitives et adaptées au futur environnement défini par la loi NOME. EDF a également étoffé sa gamme de services permettant aux clients d'optimiser leurs projets d'efficacité énergétique.

EDF et Exeltium, consortium réunissant des industriels électro-intensifs, ont conclu le 31 juillet 2008 un contrat de partenariat industriel relatif à leur approvisionnement en énergie électrique sur le long terme. Ce contrat a fait l'objet d'un dialogue soutenu avec la Commission européenne, dont les observations ont nécessité l'adaptation de l'accord initial afin d'en assurer la conformité avec le droit communautaire de la concurrence. La mise en place par Exeltium du dispositif de financement de ce contrat a ensuite été ralentie du fait de la crise économique. Le groupe EDF et Exeltium ont pu finaliser le 25 mars 2010 les conditions de mise en œuvre de ce contrat en deux phases, avec un démarrage au 1er mai 2010 des livraisons d'électricité à une centaine de sites industriels électro-intensifs français pour environ la moitié de leurs droits au titre du contrat moyennant le versement d'une avance de 1,7 milliards d'euros. Ce contrat contribuera à la poursuite des investissements d'EDF dans le renouveau de son parc nucléaire et à la sécurisation d'une partie de l'approvisionnement en énergie électrique des clients industriels, actionnaires d'Exeltium, pendant une durée totale de 24 ans.

Les offres

En complément de ses offres d'électricité et de gaz, EDF dispose d'une gamme de services spécialement adaptés aux plus grands clients ainsi qu'aux grandes entreprises et PME-PMI : services d'aide à la gestion quotidienne des contrats (facturation multi-sites, suivi des consommations…) et à la maîtrise des dépenses et des consommations d'énergie (diagnostics, compensation carbone, suivi et valorisation des économies réalisées), etc.

EDF a par ailleurs mis en place des services dédiés aux Grands Comptes 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 11 pays européens propose ainsi des solutions énergétiques multi-pays ;
- un accompagnement dans la maîtrise de leurs consommations d'énergie et leurs émissions de CO_2 à travers la mise en œuvre de contrats de progrès. Ces contrats s'appuient sur l'expertise d'EDF en termes de solutions éco-efficaces sur les processus et les utilités ; ils proposent des actions à mettre en œuvre et garantissent les résultats. Ces actions conduisent à des investissements d'économies d'énergie, souvent générateurs de CEE.
- le trading de CO_2 pour les entreprises soumises au Plan National d'Allocation des Quotas (« PNAQ »).

EDF commercialise depuis 2005 une gamme d'offres complète de fourniture de gaz naturel à destination de ses clients. Elle leur propose un interlocuteur unique et une gestion simplifiée des contrats d'électricité et de gaz. L'offre en gaz est également enrichie de services de gestion et de services de conseil (suivi Internet, bilan annuel de consommations, diagnostic économies d'énergies, etc.).

Dans le cadre de la production de certificats d'économies d'énergie, EDF accompagne les entreprises de toute taille dans leurs projets d'efficacité énergétique et leur mise en œuvre dans trois domaines : l'isolation des bâtiments, l'installation d'équipements énergétiques efficaces ou recourant aux énergies renouvelables, l'amélioration des procédés industriels, en relation avec les filiales de services d'efficacité énergétique du groupe EDF. Les prestations proposées répondent aux attentes des clients : audits, ingénierie et études détaillées, matériels livrés et installés, services d'exploitation et de maintenance des nouveaux équipements mis en place, options de financement, options de télésuivi des performances énergétiques, etc.

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

La loi n° 2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement donne un rôle nouveau et majeur aux collectivités territoriales en matière de politiques énergétiques locales. Dans ce contexte, EDF a renforcé son ancrage territorial en proposant à chaque collectivité, quelle que soit sa taille, un interlocuteur identifié de proximité. Ce dispositif de relation personnalisée, qui compte aujourd'hui plus de 250 interlocuteurs EDF, a été élargi en 2010 aux bailleurs sociaux et aux ELD.

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

EDF gère ainsi plus de 57 000 clients sur ce marché : des collectivités locales (communes, établissements publics de coopération intercommunale (communautés urbaines, communautés d'agglomération et de communes, syndicats intercommunaux), conseils régionaux et généraux, établissements associés aux collectivités (lycées et collèges, maisons de retraite publiques, etc.)), 831 organismes publics et privés de gestion de l'habitat social (bailleurs sociaux) et 150 ELD.

L'ensemble des ces clients représentent environ 1,1 million de contrats d'électricité, dont 248 000 pour les bailleurs sociaux, pour une consommation annuelle de 43,5 TWh et 1 200 contrats de gaz naturel pour une consommation annuelle de 1 TWh. À cela s'ajoutent les 18,1 TWh d'électricité vendus aux ELD.

Les offres et solutions

Sont proposés aux clients :
- la fourniture d'électricité et de gaz naturel, dont une offre électricité « Équilibre » produite à partir de sources d'énergies renouvelables ;
- des services de gestion adaptés aux clients collectivités et bailleurs sociaux, notamment le suivi des dépenses et des consommations sur Internet, la facture électronique ou l'envoi de données de facturation en format électronique ;

- une Offre Montants de Charges (« OMC ») destinée aux bailleurs sociaux. Elle vise à améliorer l'efficacité énergétique des logements sociaux et permet à EDF de produire des certificats d'économies d'énergie. En 2010, 111 000 logements sociaux ont fait l'objet d'un accompagnement par cette offre ;
- la signature de conventions avec les collectivités territoriales portant sur la maîtrise de leurs consommations énergétiques. Certaines collectivités se sont en effet dotées de compétences dans le domaine de l'énergie et organisent sur leur territoire des actions spécifiques en matière de Maîtrise de la Demande d'Energie (« MDE ») et d'énergies renouvelables ;
- des offres d'efficacité énergétique performantes afin de répondre aux exigences du Grenelle de l'environnement telles que : l'offre « Analyse Énergétique Patrimoine » qui permet aux collectivités et aux bailleurs sociaux de classer puis hiérarchiser les actions d'économies d'énergie et de réduction de CO_2 à mener sur leur patrimoine grâce à une approche multi-critères éprouvée (critères énergétiques et environnementaux, opportunités techniques…) ; une gamme de Conseils MDE et ENR qui permet, grâce à des diagnostics énergétiques approfondis des bâtiments sélectionnés, de bâtir un programme de travaux optimal ; et l'offre « Analyse Energétique Territoriale » qui permet, en amont d'un projet d'aménagement du territoire, d'évaluer les solutions énergétiques locales les mieux adaptées selon des critères sociétaux, économiques et environnementaux ;
- des solutions bas carbone visant à évaluer, réduire puis compenser les émissions de carbone liées aux consommations énergétiques d'un bâtiment ou à l'organisation d'un événement ;
- un accompagnement en matière de sensibilisation *via* des outils de communication et d'animations innovants : formations, kit éco-geste…

La promotion des véhicules électriques

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

Il a développé une politique de partenariats active et ouverte sur les différentes solutions technologiques développées par les constructeurs (Véhicules Électriques (« VE ») autant que Véhicules Hybrides Rechargeables (« VHR »)) aux côtés d'acteurs européens tels que Renault, PSA, BMW, Daimler, et de précurseurs tel Toyota, leader dans le domaine des VHR.

Ces partenariats se sont concrétisés par le démarrage en avril 2010 de la démonstration menée conjointement avec Toyota d'une centaine de VHR à Strasbourg, le lancement en juin 2010 de l'expérimentation de 60 Smart-Ed menée par EDF Energy et Daimler, et le test à partir de fin décembre 2010 de 50 MINI E avec BMW à Paris.

À l'occasion du Mondial de l'Automobile à Paris en octobre 2010, EDF a annoncé le lancement en 2011 d'offres d'accompagnement des clients (particuliers, entreprises ou collectivités territoriales) qui souhaiteront installer des points de charge pour véhicules électriques.

L'année 2010 a vu également la confirmation de l'engagement des pouvoirs publics dans la promotion des véhicules électriques avec la signature par 13 villes-pilotes d'une charte pour le développement des infrastructures de charge, dans le cadre du plan national pour le véhicule décarboné lancé en 2009 par le Gouvernement Français.

6.2.1.2.2.3 La création du Pôle Gaz

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

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

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas sur les actifs amont, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

Pour les transactions sur les marchés de gros, le Pôle Gaz s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF.

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

Le Pôle Gaz gère environ 30 TWh de contrats d'approvisionnement.

La création du Pôle Gaz au sein de la Direction Commerce a pour objectif de rendre la Direction Commerce responsable de sa politique de couverture en lien avec sa politique commerciale, de la gestion du mandat de risque et du résultat financier associé. En cohérence avec sa place de nouvel entrant sur le gaz en France, cette organisation intégrée au sein de la Direction Commerce permet de réduire les interfaces et d'améliorer la réactivité d'ensemble de l'activité Gaz.

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

EDF a décidé en 2006 d'intensifier l'engagement du Groupe dans les services d'efficacité énergétique. Les filiales de services portent cette ambition auprès des différentes catégories de clients (particuliers, professionnels, entreprises et collectivités territoriales) et couvrent un large périmètre d'activités incluant les études, la réalisation des travaux, la maintenance des équipements, le financement des investissements et l'appui à l'obtention des autorisations et subventions.

Le portefeuille de filiales de services résulte de prises de participations successives dans des entreprises existantes, mais également de la filialisation d'activités développées initialement par EDF.

Intégration de services d'efficacité énergétique

EDF Optimal Solutions (EOS)

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

Les solutions techniques proposées relèvent notamment du génie climatique, du génie électrique, des énergies renouvelables, de l'isolation, des systèmes de chauffage, de refroidissement et d'éclairage, de la

communication à destination des utilisateurs, du pilotage et du contrôle des performances.

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

Chauffagistes

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

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

Bureaux d'études

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

Intégration des systèmes électriques intelligents à l'aval

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

EDEV Téléservices (Edelia)
Société détenue à 100 % par EDF, Edelia assure le déploiement et l'exploitation de démonstrateurs dans le cadre des systèmes électriques intelligents (notamment l'expérimentation « OpCo » en Bretagne d'effacement diffus des clients résidentiels). Edelia conçoit et développe une solution complète industrielle pouvant aller jusqu'à 100 000 clients (affichage, pilotage des équipements de la maison, gestion des offres tarifaires expérimentales, etc.). Dans le cadre de ses projets expérimentaux, Edelia développe une solution interconnectée avec les solutions Linky et compatible avec l'ensemble des systèmes d'économie d'énergie installés par les clients.

Services financiers

Domofinance
Domofinance est une société créée en 2003 et agréée le 29 septembre 2003 en tant que société financière par le Comité des Établissements de Crédit et Entreprises d'Investissement (« CECEI ») conformément aux articles L. 511-9 à L. 511-14 du Code monétaire et financier.

EDF détient une participation de 45 % dans Domofinance, les 55 % restant étant détenus par CETELEM (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 48 000 prêts en 2010.

Traitement des déchets

• Voir la section 6.4.1.2 « Tiru ».

6.2.1.3 Optimisation amont/aval – trading

6.2.1.3.1 Rôle et missions de la DOAAT

Les activités d'optimisation et de trading sont regroupées au sein de la Direction Optimisation Amont/Aval & Trading (« DOAAT »).

La DOAAT a pour vocation principale d'assurer l'équilibre, pour l'électricité, entre ressources amont et débouchés aval d'EDF en France et de maximiser la marge brute de l'ensemble intégré amont/aval :

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

L'optimisation consiste à effectuer des arbitrages économiques à court et moyen termes entre les différentes ressources disponibles pour satisfaire les engagements de fourniture d'EDF auprès de ses clients, tout en maîtrisant les risques liés aux aléas de production, de consommation ou de marché, et leurs conséquences financières.

L'objectif de la DOAAT est de sécuriser et de maximiser la marge brute 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 – charbon et fuel – des centrales d'EDF.

Aux horizons de plus long terme, la DOAAT anticipe et propose les évolutions en structure des portefeuilles d'actifs amont et aval en fonction des perspectives d'évolution des marchés et de la stratégie de l'entreprise.

Pour les transactions sur les marchés de gros, la DOAAT s'appuie exclusivement sur EDF Trading, filiale à 100 % d'EDF.

La DOAAT assure également l'activité de structuration gaz pour le Groupe.

La DOAAT représentait 420 salariés en France à fin décembre 2010 et EDF Trading emploie environ 910 salariés, principalement en France et en Grande-Bretagne.

6.2.1.3.2 Activités d'optimisation de l'équilibre amont/aval

La DOAAT a en charge la gestion des risques physiques pesant sur les portefeuilles amont/aval électricité d'EDF et leurs conséquences financières.

Elle optimise la marge brute énergies de l'ensemble Commercialisation et Production (« C+P ») en actionnant les leviers de flexibilité disponibles des portefeuilles amont, aval et marché de gros, et en proposant des évolutions en valeur et en structure de ces portefeuilles, et ce, aux différents horizons de temps.

6.2.1.3.2.1 Optimisation de l'équilibre amont/aval électricité

À long terme (5 ans et plus), la DOAAT contribue à l'élaboration du programme d'investissement de production, et notamment de renouvellement du parc, en parallèle avec l'évolution prévisible des débouchés aval à long terme.

À moyen terme (5 à 3 ans), le rôle de la DOAAT est de construire une vision optimisée et équilibrée du portefeuille C+P d'EDF, en déterminant les trajectoires financières et le paysage des risques physiques et financiers acceptables. Les leviers principaux sont alors : (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 ; (ii) les stratégies de part de marché par segment, les évolutions tarifaires, le calibrage des effacements et la recherche de nouvelles offres commerciales ; (iii) l'adaptation de contrats long terme existants et la recherche de nouveaux contrats structurés adaptés.

La gestion de l'équilibre offre/demande électricité se décline également sur des horizons plus courts (3 ans à 1 mois), dans le cadre fixé par les politiques de risques extrêmes (risque volume) et de risques prix élaborées conformément aux directives de la Direction Contrôle des Risques Groupe et validées par le Comité exécutif de la Société. Au plan physique, les principaux risques pesant sur les volumes d'énergie sont les variations de température, d'hydraulicité, de disponibilité du parc de production et de parts de marché. Ainsi, par exemple, une baisse de la température de 1°C en hiver entraîne une hausse de la consommation d'électricité en France jusqu'à environ 2 300 MW [1] et, entre 2 années extrêmes, l'écart entre les volumes d'énergie hydraulique disponible peut atteindre jusqu'à 15 TWh. La DOAAT gère également l'exposition du portefeuille amont/aval d'EDF aux variations de prix des marchés de gros de l'énergie (électricité, gaz, charbon, produits pétroliers) et du marché des permis d'émission de CO_2.

Pour faire face au risque « volume », la DOAAT prend des marges physiques de puissance suffisantes pour limiter la probabilité à 1 % pour EDF de devoir effectuer des achats sur les marchés spot (la veille pour le lendemain) pour satisfaire son portefeuille d'engagements commerciaux. La DOAAT possède un ensemble de leviers d'action : programmation des opérations d'entretien des moyens de production (notamment nucléaires), gestion des stocks (combustibles fossiles, réserves hydrauliques et capacité d'effacements clients), achats/ventes sur les marchés de gros. La DOAAT gère le risque « prix » par l'intermédiaire d'EDF Trading, EDF Trading étant en charge de l'accès aux marchés pour le compte de la DOAAT de façon exclusive. La DOAAT n'est pas habilitée à effectuer des arbitrages économiques sur les marchés de gros.

À court terme, de l'horizon hebdomadaire à l'infra journalier, la DOAAT porte, vis-à-vis de RTE EDF Transport, la charge de « responsable d'équilibre » sur le périmètre d'EDF en France métropolitaine, et EDF s'engage à compenser financièrement RTE EDF Transport en cas d'écart sur son périmètre d'équilibre. L'optimisation consiste à communiquer la veille à RTE EDF Transport un programme d'offre équilibré avec la demande pour le lendemain qui permet de minimiser le coût de fourniture des engagements contractuels d'EDF. Pour garantir l'équilibre sur le périmètre EDF, la DOAAT peut exploiter les souplesses du portefeuille clients (notamment au moyen d'effacements) ou des actifs de production (déplacements d'arrêts/essais, actifs mobilisables en quelques heures comme le parc thermique à flamme – voire en quelques minutes comme les turbines à combustion ou les centrales hydrauliques) en fonction de leur valeur économique et en arbitrant l'appel à ces leviers avec les opportunités d'achats ou de ventes « spot » d'électricité réalisées sur les marchés par EDF Trading. La flexibilité du portefeuille clients et production permet même des arbitrages en cours de journée.

En outre, la DOAAT analyse et évalue l'impact sur l'équilibre physique et financier du portefeuille C+P des évolutions réglementaires et institutionnelles : mécanisme d'allocation de capacités aux frontières, renforcement des exigences environnementales.

Sous l'égide de l'Union Française de l'Électricité (« UFE »), et à l'instar d'autres producteurs français, EDF a participé à la mise en place d'un dispositif de communication quotidienne d'information sur la production réalisée de ses installations ainsi que sur leurs prévisions de disponibilité. En outre, depuis décembre 2010, les arrêts fortuits des unités de production de puissance nominale supérieure à 100 MW sont publiés sous 30 minutes. Ce dispositif est géré par la DOAAT.

6.2.1.3.2.2. Structuration gaz

La DOAAT est responsable de la structuration du portefeuille gaz du groupe EDF. Pour ce faire, elle agrége tout d'abord les besoins en gaz des différentes entités du Groupe (sociétés contrôlées ou besoins en propre d'EDF), que ce soit pour la vente au client final ou pour la production d'électricité. Puis elle construit une structure du portefeuille (contrats, actifs physiques, capacités de transport, etc.) permettant de répondre à ces besoins dans les meilleures conditions économiques. Cette structure cible de portefeuille sert ensuite de cadre pour la négociation des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme et d'éventuels développements d'actifs physiques.

6.2.1.3.3 EDF Trading

Le négoce de commodités énergie est un élément clé d'optimisation des activités de production et de fourniture d'EDF, dans la mesure où les contraintes et besoins des producteurs et des fournisseurs doivent être pris en compte de manière conjointe, et non séparément, en cas de recours aux marchés de gros.

EDF Trading est l'entité en charge des activités de négoce sur les marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel, des combustibles fossiles et des permis d'émission de CO_2 pour le compte d'EDF. À ce titre, EDF Trading est

1. *Source RTE EDF Transport.*

notamment chargée de l'achat et de la vente de capacités de transport de gaz et d'électricité au sein des réseaux européens et de l'approvisionnement en combustible des centrales au charbon et au fioul d'EDF. En 2010, EDF Trading a négocié 3 306 TWh d'électricité, 120 milliards de thermes de gaz naturel, 411 millions de tonnes de charbon, 813 millions de barils de pétrole (produits dérivés pour l'essentiel) et 233 millions de tonnes de certificats d'émission de CO_2 environ.

Les activités de négoce d'EDF Trading sont intégrées à la stratégie d'optimisation de la DOAAT. Ainsi, le Directeur Optimisation Amont Aval Trading siège au Conseil d'administration d'EDF Trading.

EDF Trading Ltd est une société de droit anglais, filiale à 100 % d'EDF, et qui agit sur les marchés par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % EDF Trading Markets Ltd basée à Londres et réglementée par l'autorité britannique de supervision des marchés financiers (la « *Financial Services Authority* »).

Le 30 octobre 2008, EDF Trading a acquis, auprès de Lehman Brothers, la société Eagle Energy Partners I, L.P. (« Eagle ») devenue depuis le 5 octobre 2009 EDF Trading North America LLC. EDF Trading North America est une société basée à Houston (Texas) qui opère dans le domaine de l'optimisation et du trading de gaz, de charbon et d'électricité aux États-Unis.

Ses activités sont majoritairement centrées autour de :
- l'optimisation de moyens de production d'électricité et la gestion de l'équilibre offre / demande ;
- l'optimisation d'actifs de transport et de stockage de gaz ;
- la fourniture de services de couverture des risques liés aux prix des énergies.

6.2.1.3.3.1 Négoce d'électricité

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros de l'électricité. Elle assure ainsi l'optimisation et la mise en œuvre des achats / ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme de la DOAAT. Depuis 2006, afin de faciliter ces opérations, EDF Trading dispose d'une succursale de *trading* en France chargée plus particulièrement des activités de *trading* journalier et infra-journalier sur les marchés de l'électricité, notamment en France et en Allemagne. L'entité agit sous le contrôle d'EDF Trading et intègre l'ensemble des processus de gestion et de contrôle des risques d'EDF Trading.

EDF Trading est aujourd'hui reconnu comme l'un des négociants les plus importants et les plus performants d'électricité en Europe. EDF Trading a également développé une présence significative sur les marchés de l'électricité en Europe de l'Est et aux Etats-Unis, en appui à la stratégie de développement du groupe EDF.

La plupart des activités d'EDF Trading dans le domaine de l'électricité repose sur des opérations bilatérales négociées de gré à gré. La proportion des opérations effectuées au moyen d'instruments financiers et dont le règlement-livraison se fait en numéraire uniquement, a augmenté de façon graduelle et constante au cours des dernières années, en raison de la volonté des nouveaux entrants de réduire leur exposition aux risques physiques et de crédit. Néanmoins, ce développement reste encore limité dans la mesure où les acteurs actuels du marché créent, utilisent et commercialisent les produits sous-jacents et ont souvent besoin d'une livraison physique des produits.

Le 17 avril 2009, EDF Trading North America a étendu ses activités dans le domaine du négoce d'électricité par le rachat d'un portefeuille de contrats détenu par Constellation dans l'ouest du pays. En avril 2010, EDF Trading North America a procédé à l'acquisition des systèmes de négoce et d'information d'Epic Merchant Energy, ce qui lui a permis de gagner en efficacité parmi ses concurrents au sein du marché ERCOT du Texas. En octobre 2010, EDF Trading a par ailleurs acquis une participation minoritaire dans le capital de Champion Energy Services, fournisseur d'électricité américain, afin d'étendre encore son activité de gros sur le marché de l'électricité en Amérique du Nord. EDF Trading a également signé un contrat avec Seattle City Light portant sur la location de capacités de transport pendant les cinq prochaines années. EDF Trading gère 13 000 MW de production sur l'ensemble du continent nord-américain.

6.2.1.3.3.2 Négoce de droits d'émission de CO_2

EDF Trading est un acteur significatif sur le marché européen des permis d'émissions de CO_2. EDF Trading est par ailleurs l'interface exclusive d'EDF et d'EDF Energy avec les marchés de gros pour leurs opérations de couverture. EDF Trading est également actif sur le marché des mécanismes de développement propre (« MDP »). Ce dispositif, défini par le Protocole de Kyoto, permet d'acquérir des crédits d'émission générés par des projets de réduction d'émission de gaz à effet de serre dans les pays émergents. EDF Trading s'est également vu confier en 2006 la gestion du Fonds Carbone Groupe, lancé par EDF et associant les principales sociétés du groupe EDF (EDF, EDF Energy, Edison) et EnBW. Grâce à la mutualisation des capacités du Groupe en matière d'achat de crédits d'émissions, ce Fonds dispose d'une capacité d'achat de près de 300 millions d'euros et se positionne donc comme l'un des principaux acteurs du marché des mécanismes de développement propre. Avec la création de ce Fonds, les différentes sociétés du groupe EDF consolident leur stratégie de couverture CO_2 en diversifiant leurs ressources en permis d'émission.

En mars 2010, EDF Trading a acheté un portefeuille de certificats d'énergies renouvelable (*Renewable energy certificates* – « REC ») auprès de la division Marchés de l'environnement d'Integrys Energy Services, ce qui lui permet à présent de négocier des REC aux États-Unis.

En juillet 2010, EDF Trading a fait l'acquisition d'Energy Systems International (« ESI »), une entreprise chinoise spécialisée dans le développement de projets sur le marché des mécanismes de développement propre. Pour EDF Trading, cette transaction constitue un solide tremplin qui lui permettra de poursuivre son développement sur le marché chinois, toutes marchandises confondues.

6.2.1.3.3.3 Négoce de gaz

EDF Trading est l'un des principaux négociants sur les marchés européens du gaz et opère principalement au Royaume-Uni, en Belgique, aux Pays-Bas, en Allemagne et en France. EDF Trading intervient sur tous les maillons de la chaîne d'approvisionnement, de l'achat du produit directement au sortir des plates-formes *offshore* jusqu'à la livraison à ses contreparties du marché de gros, en passant par le transport et le stockage. Les activités d'EDF Trading dans le domaine du gaz reposent sur un nombre important d'opérations structurées.

EDF Trading a la responsabilité exclusive de l'interface entre EDF et les marchés de gros du gaz. L'entreprise assure l'optimisation et la mise en œuvre des achats / ventes journaliers et réalise les opérations de couverture à terme pour le compte d'EDF.

EDF Trading intervient également sur le marché du gaz naturel liquéfié (« GNL »), sur lequel elle renforce son activité depuis 2007, grâce à un

contrat conclu avec Ras Laffan Liquefied Natural Gas Company Limited (II) (« RasGas »), et en 2008 avec la signature d'un accord avec The Dow Chemical Company (« Dow ») sur le partage de capacités de regazéification de gaz naturel liquéfié.

Par ailleurs, le 20 octobre 2009, EDF Trading et la filiale de négoce de Gazprom ont conclu un accord prévoyant des échanges de livraison de gaz naturel entre les États-Unis et l'Europe, portant sur 0,5 Gm3/an sur les 5 prochaines années.

En novembre 2010, EDF Trading a réceptionné son centième navire méthanier, soulignant ainsi son rôle phare sur ce marché. Sur le marché américain du gaz, EDF Trading figure parmi les 10 premiers acteurs de ce marché.

6.2.1.3.3.4 Négoce de charbon et de fret

EDF a confié à EDF Trading la responsabilité exclusive de l'approvisionnement en charbon de ses centrales thermiques à flamme. EDF Trading est également responsable de l'approvisionnement des centrales thermiques d'EDF Energy en ce qui concerne les achats de charbon à l'international. EDF Trading est l'un des acteurs majeurs à la fois sur les marchés physiques et financiers du charbon et du fret correspondant. EDF Trading achète du charbon en provenance des principales zones mondiales de production, notamment l'Afrique du Sud, l'Australie, la Colombie, l'Indonésie et la Pologne, et constitue l'un des principaux importateurs de charbon en Europe. EDF Trading a conclu des contrats d'achat à long terme dans les bassins pacifique et atlantique, et dispose d'équipes spécialisées et très expérimentées dans la logistique maritime et terrestre. EDF Trading détient également ses propres terminaux de charbon à Amsterdam et, en avril 2010, a acquis une nouvelle grue flottante d'environ 12 mètres venant compléter son parc de grues. Aux États-Unis, les activités d'EDF Trading sont concentrées sur le trading et la logistique terrestre et maritime avec notamment des capacités d'exportation long terme.

Depuis avril 2010 et l'extension de sa joint venture créée fin 2007 avec Chubu Electric Power Company, EDF Trading assume la responsabilité de la totalité de l'approvisionnement en charbon de Chubu.

En juillet 2010, EDF Trading a signé un accord avec le groupe australien Continental Coal. L'opération prévoit un contrat exclusif d'une durée de 20 ans qui concerne l'exportation et la commercialisation de l'ensemble des mines en production et des futurs projets dans le charbon de Continental Coal en Afrique du Sud.

En août 2010, EDF Trading a ouvert un bureau à Singapour qui se consacre, pour l'essentiel, à des activités dans le charbon et le carbone. Un élargissement à d'autres commodités énergétiques n'est cependant pas exclu.

En décembre 2010, EDF trading a reçu la livraison du nouveau navire de type « *capesize*[1] », le « Cape Agnes » venant compléter sa flotte de fret. Ce navire a été construit sur le chantier naval d'Imabari au Japon en joint venture avec Mitsubishi. Lors de son voyage inaugural, le « Cape Agnes » transportait un chargement de charbon de l'Australie vers l'Europe.

6.2.1.3.3.5 Négoce de pétrole

EDF Trading est actif sur les marchés financiers du pétrole, notamment afin de gérer l'indexation des prix des contrats de gaz sur les cours des produits pétroliers. Les activités de négoce dans ce domaine consistent principalement à effectuer des opérations de couverture sur le portefeuille gazier et à développer le *trading* autour de ces positions en fonction des opportunités d'arbitrage qui se présentent sur les marchés, toujours dans le strict respect des limites de risques fixées par le Conseil d'administration.

6.2.1.3.3.6 Négoce de biomasse

En 2007, EDF Trading a acquis la société Renewable Fuel Supply Limited (« RFSL »). RFSL est active dans la fourniture de biomasse, la logistique associée et l'appui technique aux producteurs d'électricité souhaitant mettre en place une alimentation bi-combustible (biomasse et charbon) de leurs centrales au charbon. En 2010, EDF Trading a commencé à acheter et à optimiser des certificats d'énergie renouvelable (ou « *Renewables Obligation Certificate* » – « ROC ») pour le compte exclusif d'EDF Energy.

6.2.1.3.3.7 Partenariat avec Crédit Agricole-CIB

Le 13 mai 2009, EDF Trading et Crédit Agricole-CIB ont signé un accord de partenariat pour la création d'une joint venture venant compléter l'activité de financement et d'origination de Crédit Agricole-CIB.

Cette joint venture propose aux clients de Crédit Agricole-CIB des offres commerciales comme par exemple le financement d'infrastructures énergétiques incluant la couverture de risques étendue aux commodités énergétiques. Elle ouvre pour EDF Trading des perspectives nouvelles de développement organique.

EDF Trading met à disposition de la joint venture des experts dans le domaine de l'exécution des opérations et de la gestion des risques sur les marchés de gros de l'énergie ainsi que son infrastructure opérationnelle. Crédit Agricole-CIB contribue en apportant sa base de clients ainsi que les ressources financières nécessaires aux activités de *trading* de la joint venture.

Cette joint venture, basée dans les locaux de Crédit Agricole-CIB à Londres, a effectué ses premières opérations en novembre 2009.

6.2.1.3.4 Les enchères de capacité

La DOAAT d'EDF gère le mécanisme des enchères de capacités (« VPP »).

Les enchères de capacité résultent d'un engagement pris par EDF auprès de la Commission européenne lors de la prise de participation d'EDF dans EnBW. EDF s'est ainsi engagé depuis 2001 à mettre à disposition du marché une partie de ses capacités de production, et ce, pour une durée estimée initialement à cinq ans soit, en principe, jusqu'au 7 février 2006. Cet engagement a été pris début 2001 afin de favoriser l'accès de concurrents au marché français.

Après des discussions avec la Commission européenne et sur proposition d'EDF, la Commission a autorisé en septembre 2006 un certain nombre d'aménagements au processus d'enchères, notamment l'introduction d'un produit de base d'une durée de 4 ans, mis en vente depuis septembre 2006, sans modification du volume d'énergie annuel mis à disposition par EDF.

À la suite du rachat par le Land du Bade-Wurtemberg de la participation détenue par le groupe EDF dans EnBW, EDF va se mettre en relation avec la Commission Européenne afin d'étudier le devenir des engagements VPP pris dans le cadre de la mise à disposition de capacités de production.

Les enchères se poursuivent à ce jour à un rythme trimestriel. En 2010, près de 39,4 TWh ont ainsi été mis à disposition du marché (38 TWh en 2009).

1. *Les navires de taille capesize sont trop gros pour passer par le canal de Suez ou de Panamá et empruntent le cap de Bonne-Espérance ou le cap Horn.*

6.2.1.3.5 Contrats d'achat/vente d'électricité de long terme

EDF entretient des relations commerciales au travers de nombreux contrats d'achat ou de vente d'énergie, avec des opérateurs européens tels que GDF Suez, Enel, EnBW, Axpo, EGL, Alpiq et POWEO.

En 2010, les quantités vendues et achetées ont respectivement représenté 49,4 TWh et 2 TWh.

Ces contrats sont de plusieurs natures et confèrent :
- des droits à l'énergie produite par des installations, essentiellement nucléaires, dans lesquelles les contreparties détiennent une participation sur la durée d'exploitation de l'installation (voir section 6.2.1.1.3.1 (« Le parc nucléaire d'EDF », « Contrats d'allocation de production »)) ;
- des droits de tirage pour une puissance électrique totalement ou partiellement garantie d'une durée généralement comprise entre 15 et 25 ans.

Le portefeuille des contrats est représentatif de la structure du parc de production d'EDF, principalement composé de moyens nucléaires (EDF vend de l'énergie en base et achète de l'énergie de semi-base et de pointe).

6.2.1.3.6 Fourniture d'électricité á des fournisseurs alternatifs en france

Par sa décision du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté et rendu obligatoire l'engagement proposé par EDF de mettre à disposition des fournisseurs alternatifs une capacité d'électricité significative, de 1 500 MW en base, soit un volume d'environ 10 TWh/an sur des périodes allant jusqu'à 15 ans, à des niveaux de prix leur permettant de concurrencer les offres d'EDF sur le marché libre de masse.

Pour une première période de 5 ans, de 2008 à 2012, le prix en euros courants, fixé à 36,8 euros/MWh en 2008, puis à 39,4 euros/MWh en 2009 et à 42 euros/MWh en 2010, atteindra 47,2 euros/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'acquérir 1 500 MW, soit la totalité de l'énergie proposée par EDF.

En 2010, les volumes d'électricité totaux mis à disposition par EDF par le biais de ce mécanisme ont représenté 7,8 TWh.

6.2.2 Opérations régulées France

Les opérations régulées France d'EDF comportent :
- le transport, géré par RTE EDF Transport (RTE) ;
- la distribution, gérée par ERDF ;
- les activités d'EDF dans les Systèmes Énergétiques Insulaires (Corse, DOM et Saint-Pierre-et-Miquelon), gérées par la direction Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI »).

Les tarifs de ces opérations régulées sont fixés au travers des Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ainsi qu'au travers de la compensation des surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (CSPE ZNI) (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE) »)).

6.2.2.1 Transport – RTE EDF Transport

Créé le 1er juillet 2000 et filialisé depuis le 1er septembre 2005, RTE EDF Transport est le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, dont il est propriétaire et qu'il exploite, entretient et développe. Avec près de 100 000 km de circuits à haute et très haute tension et 46 lignes transfrontalières, ce réseau est le plus important d'Europe. Son positionnement géographique place RTE EDF Transport au cœur du marché européen de l'électricité. RTE EDF Transport est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique. Il assure un accès libre et équitable à tous les utilisateurs du réseau.

La filialisation de RTE EDF Transport a été mise en œuvre durant l'année 2005 et la société, filiale à 100 % d'EDF, a été consolidée en intégration globale dans les comptes du Groupe jusqu'au 31 décembre 2010. EDF a procédé le 31 décembre 2010 à l'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport à son portefeuille d'actifs dédiés au financement du démantèlement des centrales nucléaires (voir la note 30 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2010). Cette opération, approuvée par le Conseil d'administration d'EDF le 14 décembre 2010, a obtenu les autorisations administratives nécessaires. A la suite de cette opération, RTE EDF Transport 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 EDF Transport ») ci-dessous) conduit le Groupe EDF à ne plus consolider RTE EDF Transport par intégration globale, mais par mise en équivalence, à compter du 31 décembre 2010.

RTE EDF Transport attache une attention particulière à accompagner dans les meilleures conditions le développement des énergies renouvelables en France. Le développement du réseau de transport et des interconnexions est un élément essentiel pour assurer le développement des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, et leur intégration dans le système électrique.

En 2010, le groupe RTE EDF Transport a réalisé un chiffre d'affaires de 4 396 millions d'euros, un excédent brut d'exploitation de 1 526 millions d'euros [1].

Le tableau ci-dessous fournit un bilan simplifié des flux énergétiques sur le réseau de RTE EDF Transport au cours des trois dernières années :

(TWh)	2008*	2009*	2010**
Injections			
Production	549,1	519,1	550,3
Soutirages			
Énergie prélevée pour le pompage	6,6	6,7	6,5
Livraisons (y compris pertes)	494,5	486,7	513,3
SOLDE EXPORTATEUR DES ÉCHANGES PHYSIQUES	**48**	**25,7**	**30,5**

* *Données définitives issues des Bilans électriques RTE EDF Transport 2008 et 2009.*

** *Données provisoires (les données définitives du Bilan électrique 2010 seront disponibles sur le site de RTE en juillet 2011 : www.rte-france.com).*

1. *Source : comptes consolidés 2010 du groupe RTE EDF Transport.*

Bilan énergétique 2010 [1]

La consommation intérieure française d'électricité a atteint 513,3 TWh, en hausse de 5,5 % (+26,6 TWh) en 2010 par rapport à 2009. Les clients directs raccordés au réseau de RTE EDF Transport affichent une augmentation de leur consommation de 3,7 % (+2,8 TWh). La consommation finale des clients desservis par les réseaux de distribution augmente de 5,6% (+20,2 TWh) Les conditions météorologiques rencontrées en 2010 ont entrainé un supplément de consommation de 17,4 TWh par rapport à 2009 et de 25,2 TWh par rapport à des conditions météorologiques normales. La consommation intérieure corrigée de l'impact des aléas météorologiques atteint 488,1 TWh en 2010, en hausse de 1,9% par rapport à 2009 (+9,2 TWh).

En données brutes, cette hausse est constatée sur le réseau de transport comme sur les réseaux de distribution. Elle est due en grande partie à celle des « professionnels et particuliers » (+7 % environ), en lien avec les conditions météorologiques. La hausse de consommation de la grande industrie (+3,7 %) est du même ordre que celle des PMI/PME (+3 % environ).

En données corrigées de l'aléa météorologique, la consommation de la clientèle « professionnels et particuliers » est en hausse de 1,5 % environ, en données provisoires. La consommation des PMI/PME, qui a été particulièrement forte sur les mois de mars à juillet, augmente également de 1 % environ par rapport à l'année 2009. La consommation de la grande industrie augmente de 3,7 % par rapport à 2009 mais reste en retrait de 5 % par rapport à celle de 2008 et de 6 % par rapport à celle de 2007.

En 2010, un nouveau maximum de consommation de 96 710 MW a été enregistré en France le mercredi 15 décembre à 19 heures. Ce maximum fait suite à une succession de maximum absolus rencontrés en 2010 (94 600 MW le 14 décembre, 93 080 MW le 11 février). Le maximum de consommation a progressé de près de 4,7 % sur les années 2009-2010.

Le solde des échanges affiche une forte hausse par rapport à l'année dernière, du fait principalement d'une augmentation des exports plus importante que celle des imports, sans toutefois atteindre le niveau des années précédentes. Le solde exportateur des échanges physiques avec l'étranger atteint 30,5 TWh en 2010, en hausse de 18,6 % (+4,8 TWh) par rapport à 2009. Sur les 5 premiers mois de l'année 2010, le solde mensuel des échanges a été très inférieur à la même période de 2009, puis nettement supérieur sur le reste de l'année, pour atteindre le même niveau en fin d'année. Cette évolution reflète celle du solde des transactions contractuelles aux frontières.

En 2010, la production électrique française d'électricité affiche une hausse par rapport à l'année 2009 de 6,0 % (+31,2 TWh) :

- la production des centrales nucléaires augmente de 4,6 % (+17,9 TWh) ;
- la production des centrales hydrauliques augmente de 9,9 % (+6,1 TWh), en lien avec l'évolution de l'hydraulicité par rapport à 2009 ;
- la production éolienne atteint 9,6 TWh, en augmentation de 22,2 % par rapport à l'année précédente ;
- la production photovoltaïque est multipliée par 4 par rapport à l'année précédente et atteint 0,6 TWh ;
- la production issue des autres sources d'énergie renouvelables [2] augmente de 11,1 % (+0,5 TWh) ;
- La production des centrales thermiques à combustible fossile qui assurent le bouclage de l'équilibre offre/demande augmente de 8,3 % (+4,5 TWh).

Du fait de la structure du parc de production français, la hausse des émissions de CO_2 est limitée à 3 %.

La puissance du parc installée en France est en augmentation de 3,1 GW à fin 2010, augmentation répartie à parts équivalentes entre le réseau de RTE EDF Transport et les réseaux de distribution.

6.2.2.1.1 Organisation de RTE EDF Transport

Conformément à ses statuts, approuvés par le décret n° 2005-1069 du 30 août 2005, RTE EDF Transport est une société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance.

Le Conseil de surveillance de RTE EDF Transport est composé de douze membres répartis en trois collèges, dont quatre représentants des salariés, des représentants de l'État dans la limite de quatre enfin des membres nommés par l'Assemblée générale ordinaire dont le nombre dépend du nombre de membres représentant l'État.

Jusqu'au 31 décembre 2010, l'État n'avait désigné que deux représentants au Conseil de surveillance de RTE EDF Transport, ce qui portait à six le nombre de représentants d'EDF. À l'occasion de l'affectation de 50 % des titres de RTE EDF Transport au portefeuille d'actifs dédiés, l'État a souhaité un changement de gouvernance de RTE EDF Transport se traduisant par une augmentation du nombre des représentants de l'État au Conseil de surveillance de la société, désormais au nombre de quatre. Le Conseil de surveillance de RTE EDF Transport comprend donc, à la date de dépôt du présent document de référence, trois collèges de quatre membres.

Le Directoire de RTE EDF Transport est constitué de quatre membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du Conseil de surveillance. Le Conseil de surveillance désigne, après accord du Ministre chargé de l'Énergie, le Président du Directoire ainsi que, sur proposition de ce dernier, les autres membres du Directoire.

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le président du Directoire soumet chaque année à l'approbation de la CRE le programme d'investissement du réseau public de transport d'électricité, compatible avec le plan financier à moyen terme de RTE EDF Transport.

En France, la gestion du Réseau Public de Transport (RPT) est assurée par RTE EDF Transport en application de la loi 2004-803 du 9 août 2004. La loi 2000-108 du 10 février 2000 dispose que le gestionnaire du RPT exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'État après avis de la Commission de Régulation de l'Énergie. Le cahier des charges type de la concession du RPT a été approuvé par le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006. L'avenant à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport du RPT d'électricité a été signé le 30 octobre 2008 ; il prendra fin le 31 décembre 2051. Le nouveau cahier des charges, qui se substitue au cahier des charges datant de 1995, est conforme au nouveau cadre juridique issu des directives communautaires (séparation juridique, comptable et managériale entre l'activité de transport et les activités de production et de fourniture d'électricité).

1. *Source : L'énergie électrique en France en 2010 (RTE EDF Transport).*
2. *Principalement : déchets urbains, déchets de papeterie, biogaz.*

6.2.2.1.2 Activités de RTE EDF Transport

RTE EDF Transport gère les flux d'énergie : il assure l'équilibre offre/demande et procède aux ajustements, gère les flux d'électricité, gère les droits d'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux voisins. Il mobilise les réserves et compense les pertes, procède aux ajustements comptables nécessaires et règle les écarts.

RTE EDF Transport gère également 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, des personnes et des biens.

Enfin, RTE EDF Transport 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 EDF Transport 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 EDF Transport, 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 EDF Transport 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 EDF Transport, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de transport efficace, ainsi qu'une juste rémunération des capitaux engagés à travers les programmes d'investissement approuvés (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

6.2.2.1.2.1 Gestion des flux d'énergie

Affectation des coûts

Le coût correspondant aux ajustements mis en œuvre par RTE EDF Transport dus aux écarts négatifs est répercuté aux « Responsables d'équilibre » (producteurs, négociants, fournisseurs, etc.) au prorata de leur écart. En cas d'écart positif, RTE EDF Transport compense financièrement les responsables d'équilibre.

Interconnexions

RTE EDF Transport gère l'accès aux interconnexions internationales en collaboration avec les gestionnaires de réseaux de transport européens voisins.

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant 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 Electrique 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 simplifiées détenue à parts égales par RTE EDF Transport 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. Le calendrier prévisionnel prévoit une date de mise en service fin 2013 pour un budget estimé à 700 millions d'euros.

Interconnexions avec la Grande-Bretagne

RTE EDF Transport et ELIA entreprise gestionnaire du réseau de transport (« GRT ») en Belgique, ainsi que National Grid, le GRT britannique, lancent en septembre 2008 auprès des différents acteurs une consultation du marché de l'électricité relative aux besoins d'augmenter dans l'avenir les capacités d'échange entre la Grande-Bretagne et le reste de l'Europe, ainsi que sur le projet de construction d'une interconnexion supplémentaire entre la France et la Grande-Bretagne.

Cette consultation s'inscrit alors dans un contexte où l'augmentation des investissements sur les réseaux de transport à travers toute l'Europe devient une nécessité, afin notamment d'accompagner l'essor des énergies renouvelables et l'implantation des nouvelles centrales de production.

Coordination des réseaux en Europe :

RTE EDF Transport 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 EDF Transport 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.

Couplage de marchés (« market coupling »)

Les capacités d'échange aux frontières étant limitées, des règles ont été définies au niveau européen par le règlement CE n° 714/2009 afin de traiter les problèmes de congestion de réseau par l'allocation des capacités

d'interconnexion (voir section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »)). En pratique, deux méthodes permettent d'être en conformité avec ce règlement :

- l'allocation de capacité d'interconnexion par enchères explicites : mise en vente de droits de programmer des échanges ;
- l'allocation par enchères implicites : la priorité d'accès aux interconnexions est donnée aux blocs d'énergie coûtant le moins cher.

Dans ce dernier cas, des couplages de marchés se sont mis en place. Le couplage de marché est fondé sur le fonctionnement des bourses d'électricité et revient à fusionner les carnets d'ordre (achat/vente) de deux bourses voisines et à renvoyer un prix unique commun aux deux bourses, dans la limite des capacités d'échange import et export.

Le couplage des trois marchés électriques France – Belgique – Pays-Bas, appelé *Tri Lateral Market Coupling* a été initié en novembre 2006. Il constituait une première expérience en Europe (hors Nordpool) et son succès est aujourd'hui confirmé. Depuis 2007, les bourses électriques et les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité belges, français, allemands, luxembourgeois et néerlandais ont réalisé des progrès significatifs vers un couplage des marchés de l'électricité de la région CWE (*Central and Western Europe*) et une meilleure coordination pour une sécurité d'approvisionnement. En octobre 2008, sept GRT (RTE EDF Transport, 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 EDF Transport et ses partenaires de la région CWE, gestionnaires de réseau et bourses, ont lancé avec succès le 9 novembre 2010 le couplage de marché sur la zone France-Allemagne-Benelux. Le couplage de marchés sur la région permet l'optimisation simultanée des capacités d'interconnexion transfrontalières de la production sur l'ensemble des pays de la zone. En l'absence de congestion sur ces interconnexions, il doit conduire à un prix unique sur tous ces pays.

Dès son lancement, un prix unique a d'ailleurs été atteint sur la zone sur l'ensemble de la journée, témoignant des gains associés à l'utilisation des ouvrages de réseau rendue possible par le couplage des marchés.

Ce couplage marque une étape importante vers la création d'un marché européen unique de l'énergie en Europe. Des réflexions sont en cours pour étendre d'ici la fin 2012, le couplage de la région « Nord Ouest Europe » qui comprend, outre la France, l'Allemagne et le Benelux, les pays scandinaves et la Grande-Bretagne.

6.2.2.1.2.2 Gestion de l'infrastructure de transport

Maintenance

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

À la suite des tempêtes de 1999, RTE EDF Transport a engagé un programme de sécurisation mécanique. Ce projet, mené avec de nombreux prestataires extérieurs, vise à 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 anti-cascade pour prévenir l'effet « château de cartes » si les vitesses du vent étaient supérieures.

L'installation des pylônes anti-cascade 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 EDF Transport a donc entrepris des travaux d'élargissement des tranchées forestières aux dimensions d'origine et, à fin 2010, ces travaux étaient achevés à 98 %.

Au total, RTE EDF Transport devrait consacrer, d'ici à l'achèvement du programme en 2017, un total de 2,4 milliards d'euros à la sécurisation mécanique de son réseau avec un niveau moyen de dépenses d'environ 160 millions d'euros par an. Ce programme concerne 45 000 km de lignes aériennes du réseau de RTE EDF Transport.

Le bien-fondé et les résultats des actions du programme de sécurisation mécanique de RTE EDF Transport ont été démontrés au moment des fortes chutes de neige en décembre 2010, et lors des tempêtes Klaus en 2009 et Xynthia en 2010, qui ont été plus fortes par endroits que celle de 1999 mais ont engendré moins de dégats.

D'ici 2017, les travaux de sécurisation permettront d'assurer que chaque point de livraison des clients de RTE EDF Transport 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.

Les résultats relatifs à la qualité de l'électricité en 2010 ont été impactés par la tempête Xynthia de janvier et par les inondations du Var de juin, classées « événement exceptionnel ». Le Temps de Coupure Équivalent (4 minutes 48 secondes) est en fort recul par rapport à 2009 qui avait atteint un niveau inégalé depuis 1999 [1]. Hors événements exceptionnels, le temps de coupure est égal à 2 minutes 53 secondes (pour un objectif fixé par la régulation incitative [2] à 2 minutes 24 secondes).

1. *En 2009, les évènements majeurs étaient la tempête Klaus en janvier et la tempête Quinten en février pour les évènements exceptionnels ainsi que les délestages en région PACA en juillet et en décembre.*

2. *La proposition de la CRE du 26 février 2009 relative aux Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité publiée au Journal Officiel du 19 juin 2009 contient des dispositions incitant les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur coût : 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 retient les niveaux de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables proposés par les gestionnaires de réseaux. Si, en cours de période tarifaire, un gestionnaire de réseau réalise des efforts additionnels, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs. La proposition met également en place un dispositif spécifique visant à inciter les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs coûts liés à la compensation des pertes sur les réseaux. Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma de régulation incitative de la qualité permet notamment de s'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gains de productivité au détriment du niveau de qualité.*

Développement et réalisation de nouveaux investissements sur le réseau de transport

RTE EDF Transport poursuit par ailleurs le développement du réseau. Les nouveaux projets visent à renforcer le réseau national et l'ancrage du réseau de transport français dans le système européen.

RTE EDF Transport élabore chaque année un programme pluriannuel d'investissements soumis à la Commission de Régulation de l'Énergie. En 2010, RTE EDF Transport a dépensé 1 170 millions d'euros au titre du développement de son réseau contre 1 021 millions d'euros en 2009.

En 2010, RTE EDF Transport a mis en service 656 kilomètres de circuits neufs ou renouvelés et a raccordé 20 postes de transformation au réseau de transport.

3 824 km de circuits 90 kV et 63 kV ont été transférés de la SNCF à RTE EDF Transport en 2010, ainsi que du matériel poste de mêmes tensions réparti sur 120 sites.

Le nombre de lignes transfrontalières est porté à 46, contre 45 en décembre 2009, à la suite du remplacement de la ligne Aubange-Moulaine-Mont Saint Martin entre la France et la Belgique par deux lignes Aubange-Moulaine et Aubange-Mont Saint Martin. Par ailleurs les interconnexions avec l'Allemagne au départ de Vigy relient désormais le poste allemand d'Ensdorf.

Renforcement de l'interconnexion entre la France et la Belgique :

RTE EDF Transport et ELIA ont installé un second circuit à 225 000 volts sur une ligne électrique existante de 15 kilomètres reliant la France à la Belgique. L'utilisation d'une nouvelle technologie de conducteurs électriques plus efficaces permet d'augmenter de plus de 20 % la puissance transportée par circuit.

La coopération entre RTE EDF Transport et ELIA pour mener à bien ce projet a débuté dès 2005 et s'est échelonnée jusqu'à la mise en service de la nouvelle ligne électrique le 28 mai 2010. RTE EDF Transport et ELIA ont investi au total 13,2 millions d'euros, dont 11 millions d'euros côté français, où se trouve la majeure partie du tracé, et 2,2 millions d'euros côté belge.

Les travaux de modernisation sur le réseau de transport du bassin de Longwy dans l'est de la France et du sud de la Belgique réalisés à cette occasion permettent d'améliorer la sécurité d'alimentation de la région transfrontalière.

Le renforcement de la capacité de transit entre Moulaine et Aubange a aussi permis à RTE EDF Transport de supprimer du paysage 15 kilomètres d'autres lignes électriques à 63 000 volts plus anciennes, notamment entre Moulaine et Herserange.

Renforcement électrique du sud de la Bretagne :

Le 24 novembre 2010, le poste 400/225 kV de Calan dans le Morbihan a été mis en service avec succès. Ce nouveau poste a permis dès l'hiver 2010 d'améliorer la sécurisation du sud de la Bretagne, notamment lors des pointes de consommation. Cette étape marque l'aboutissement de 6 années d'études, de concertation, d'instruction et de travaux.

La construction du poste de Calan et de ses raccordements est intervenue dans le contexte global de la fragilité d'alimentation électrique de la Bretagne, et notamment du sud de la Bretagne, où le réseau 225 kV était saturé depuis plusieurs années. Face au risque de coupures de grande ampleur, RTE EDF Transport a donc décidé fin 2004 de créer, au nord de Lorient, un poste de transformation 400/225 kV, qui permet de rééquilibrer les transits entre le réseau 225 kV et le réseau 400 kV.

Le poste de Calan est situé à proximité immédiate de la ligne à 400 kV existante, reliant Cordemais (Nantes) et La Martyre (Brest). Son raccordement est donc limité à l'aménagement de quatre pylônes, aux abords est et ouest du poste, sans création de nouvelle ligne à 400 kV. Une liaison souterraine à 225 kV, de 7 km, a été réalisée jusqu'au poste existant de Poteau-Rouge près de Lorient. Pour assurer sa bonne intégration dans l'environnement, le nouveau poste est implanté en partie sur une ancienne carrière. Il bénéficie d'un aménagement paysager existant qui sera complété par la plantation d'espèces arbustives locales. L'aboutissement de ce projet est le fruit d'une concertation réussie depuis 2005 avec les acteurs locaux et les services de l'État.

Renforcement de la ligne 400 kV Tamareau-Tavel :

Engagé en avril 2009, le remplacement des conducteurs de la ligne à deux circuits 400kV Tamareau-Tavel, reliant Avignon à Montpellier, s'est achevé fin 2010.

Axe unique reliant la Vallée du Rhône et la région PACA au sud-ouest de la France, la ligne 400 kV Tamareau-Tavel est une liaison stratégique pour RTE EDF Transport. Le déséquilibre de production entre le sud-est et le sud-ouest de la France engendre en effet de forts transits de Tavel (Avignon) vers Tamareau (Montpellier). Ce phénomène s'accentuera dans les prochaines années avec l'installation de nouvelles productions dans le Sud-Est (cycles combinés gaz dans la zone de Fos) et l'augmentation des capacités d'échanges entre la France et l'Espagne. Cet axe revêt en outre un intérêt majeur pour l'intégration des énergies renouvelables issues du Sud-Ouest et de la péninsule ibérique. Pour anticiper ces contraintes, RTE EDF Transport a décidé d'utiliser des câbles ACSS, dits à faible dilatation, technologie qui permet d'augmenter la capacité de la ligne de près de 67 % en régime de secours, sans impact sur l'environnement. Il s'agit d'une performance industrielle, puisque 1 100 kilomètres de câbles ACSS1 ont été installés.

Cette installation qui concrétise la conception, le développement et l'installation de ce nouveau type de câbles sur une aussi longue distance, initialise un programme industriel ambitieux sur plusieurs années.

6.2.2.1.2.3 Activités de RTE EDF Transport à l'international

RTE International, filiale de RTE EDF Transport créée en septembre 2006, est l'interface de RTE EDF Transport pour toutes les prestations d'ingénierie et de conseil hors de France, en réponse soit à des appels d'offres soit à des sollicitations de gré à gré.

De manière générale, RTE International a repositionné son activité sur la formation aux métiers de l'exploitation, pour lesquels le savoir-faire et l'expérience de RTE EDF Transport sont reconnus. L'activité reste toutefois soumise aux aléas politiques internationaux.

6.2.2.1.3 Tarif d'utilisation des réseaux publics de transport

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport est une composante du TURPE (voir section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») ») ci-dessous).

6.2.2.2 Distribution – Électricité Réseau Distribution France (ERDF)

L'activité de distribution a pour objet principal l'acheminement d'électricité vendue par les fournisseurs d'électricité aux clients finals. ERDF, filiale détenue à 100 % par EDF issue de la filialisation des activités de distribution et opérationnelle depuis le 1er janvier 2008, dessert environ 34 000 des quelques 36 500 communes françaises. Cela représentait, en 2008, 95 % des volumes d'électricité distribués en France, 5 % étant distribués par des Entreprises Locales de Distribution (« ELD »).

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

ERDF a distribué en 2010 de l'électricité à plus de 34 millions de points de livraison (« PDL ») en France continentale via un réseau d'environ 1,3 million de kilomètres.

En 2010, ERDF a réalisé un chiffre d'affaires de 12 187 millions d'euros et un excédent brut d'exploitation (EBITDA) de 2 440 millions d'euros. ERDF employait 36 110 personnes au 31 décembre 2010.

Pour l'année 2010, les volumes d'électricité (données provisoires) qui ont transité sur le réseau d'ERDF étaient de :

Injections :	388,3 TWh	dont par RTE EDF Transport : 365,5 TWh ; dont par les producteurs décentralisés : 22,8 TWh
Soutirages :	362,9 TWh	
Pertes :	25,4 TWh	

Le réseau de distribution génère des pertes dont une part est due à des raisons physiques (effet Joule) qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. ERDF doit compenser ces pertes pour fournir la quantité d'électricité demandée par les clients finals. En 2010, le taux de pertes a été de 6,5 % de l'électricité injectée sur le réseau, soit 25,4 TWh. Le coût pour ERDF s'est élevé en 2010 à 1 784 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. A compter du 1er août 2013 et de manière progressive, ERDF pourra, comme les autres gestionnaires de réseaux, bénéficier de l'ARENH pour l'achat de ses pertes.

ERDF délivre l'électricité aux bornes (comptage) des installations des clients du réseau où sont réalisés les soutirages. Sur le réseau de distribution, divers opérateurs injectent de l'électricité. Ce sont principalement RTE EDF Transport d'une part, qui assume en France les responsabilités de transporteur (voir section 6.2.2.1 (« Transport — RTE EDF Transport »)), les injections correspondantes se font au niveau des postes sources répartis sur le réseau, et d'autre part des producteurs au titre d'installations dont la taille permet une injection directe sur le réseau de distribution. À tout moment, ces injections doivent compenser les soutirages des clients et les pertes du réseau sous peine de dégradation de la qualité du produit délivré (qualité de l'onde, tension, voire continuité de fourniture).

6.2.2.2.1 Organisation d'ERDF

Depuis le 1er janvier 2008, les activités de distribution du groupe EDF sur le territoire français sont, conformément au cadre légal, quasi-exclusivement assurées par ERDF, société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance responsable de la gestion du réseau public de distribution d'électricité.

En application de la directive 2003/54/CE dont les principes ont été repris par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 qui dispose que lorsque le gestionnaire du réseau de distribution fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, son organisation et ses prises de décisions doivent être juridiquement indépendantes des autres activités non liées à la distribution, le principe retenu par EDF et Gaz de France, aujourd'hui GDF Suez, a été celui de la filialisation de leurs gestionnaires de réseaux, leurs deux filiales ERDF et Gaz réseau Distribution France (GrDF) partageant un service commun conformément au cadre légal (voir section 6.2.2.2.5 (« Relations entre ERDF ET GrDF au sein du service commun »)).

En application de la loi du 9 août 2004, un traité d'apport partiel d'actifs a permis l'apport par EDF à ERDF des actifs et passifs d'EDF liés à l'activité de distribution d'électricité dont notamment les droits, autorisations, obligations et contrats liés à l'activité de gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le Conseil de surveillance d'ERDF est composé de quinze membres dont huit sont nommés par l'Assemblée générale ordinaire, cinq sont des représentants des salariés élus dans les conditions prévues par la loi n° 83-675 du 26 juillet 1983 et deux représentent l'État. Le Directoire d'ERDF est composé de trois membres qui exercent leurs fonctions sous le contrôle du conseil de surveillance.

Missions d'ERDF

ERDF exerce en France, dans les conditions fixées par les cahiers des charges de concessions (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)), les missions de gestion du réseau public de distribution sur le territoire métropolitain continental et celles de service public dévolues par la loi. Ces missions consistent à :

- définir et mettre en œuvre les politiques d'exploitation, d'investissement et de développement des réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer le raccordement et l'accès des utilisateurs à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;
- fournir aux utilisateurs les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;
- assurer la responsabilité des relations avec les autorités de régulation de l'énergie (ministère chargé de l'Énergie, CRE, autorités concédantes de la distribution publique) au titre de ces activités ;
- assurer la responsabilité des relations avec les collectivités locales ;
- négocier, conclure et gérer les contrats de concession ;
- exploiter, maintenir et dépanner les réseaux de distribution d'électricité ;
- assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux ;
- exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage, ainsi que la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;

- exercer des prestations pour les DNN et des distributeurs et autorités organisatrices mentionnés respectivement aux III et IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales ;
- et plus généralement, se livrer à toutes opérations industrielles, commerciales, financières ou immobilières se rattachant aux missions précitées.

6.2.2.2.2 Réseau de distribution

Caractéristiques techniques

Le réseau de distribution dont ERDF est concessionnaire (voir section 6.2.2.2.4 (« Concessions »)) est constitué, au 31 décembre 2010, d'environ :

- 608 046 km de lignes haute tension à 20 000 volts (HTA) ;
- 685 413 km de lignes basse tension à 400 volts (BT) ;
- 2 210 postes-sources HTB/HTA ;
- 742 714 postes de transformation HTA/BT;

En général, les frontières de ce réseau sont, en amont, le poste source, propriété d'ERDF pour la partie qu'elle exploite, assurant l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution ; dans certains cas, toujours en amont, le poste de raccordement avec les installations de production directement connectées au réseau de distribution ; et en aval, le disjoncteur installé chez le client qui relève de la concession.

Évolution des investissements

En 2010, 2,6 milliards d'euros ont été investis, dont 1,2 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 526 millions d'euros d'investissements dans le réseau de distribution entre 2008 et 2010. Les ressources supplémentaires ainsi engagées ont été consacrées à la sécurisation des réseaux, à la sécurité, à la préservation de l'environnement et à la qualité de la desserte, domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes. En complément, les autorités concédantes ont investi environ 1 024 millions d'euros en 2010, en hausse de 13 millions d'euros par rapport à l'année 2009. Au total, environ 3,6 milliards d'euros ont été investis en 2010 en France continentale sur les réseaux de distribution.

Un plan d'actions « Aléas climatiques » a été élaboré et lancé en 2006 dans le cadre du Contrat de service public (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)). Reposant sur un diagnostic complet des fragilités potentielles du réseau vis-à-vis des phénomènes climatiques, ce plan prévoit notamment l'enfouissement de plus de 30 000 km de réseaux à moyenne tension d'ici 2016.

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 de son réseau. Un réseau enterré reste en effet soumis aux risques de coupure comme un réseau aérien : il peut subir des agressions extérieures (canicule, inondations, travaux, etc.) et le temps nécessaire à la localisation de l'incident et à la réalimentation des clients peut être plus long que dans le cas d'un réseau aérien.

En 2010, ERDF a construit plus de 97,4 % des nouvelles lignes moyenne tension en technique souterraine et plus de 75,9 % 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 de ses ouvrages. Par ailleurs, dans le cadre de son plan aléas climatiques, ERDF a déposé plus de 4 936 kilomètres de lignes aériennes HTA en 2010, soit 30 % de plus qu'en 2009.

La qualité de la desserte

Pour répondre aux incidents de grande ampleur, ERDF a mis en place une Force d'Intervention Rapide (« FIRE ») qui lui permet de mobiliser à tout moment sur une région touchée, les équipes d'autres régions pour rétablir au plus vite l'électricité auprès des clients.

Pour la tempête Xynthia qui a traversé la France le 28 février 2010 et privé d'électricité 1 300 000 clients, environ 5 000 personnes ont été mobilisées, dont 460 au titre de la FIRE supra régionale, 60 en provenance de filiales étrangères du groupe EDF et 790 d'entreprises partenaires. Plus de 90 % des clients ont été réalimenté dans les deux jours. Les coûts de cette tempête ont été évalués à 37 millions d'euros.

Lors des inondations dans le Var le 15 juin 2010, qui ont provoqué des avaries sur les réseaux de transport et de distribution, privant d'électricité plus de 200 000 clients, ERDF a mobilisé 500 agents dont 130 agents de la FIRE venus d'autres régions. 500 groupes électrogènes de forte puissance ont été déployés avec des moyens logistiques considérables représentant au total 2 000 tonnes de matériel. ERDF a rétabli l'alimentation de tous les clients en moins de trois jours. Des travaux très importants ont été réalisés pour retrouver la fiabilité des équipements de réseau.

La qualité de la desserte constitue un objectif majeur d'ERDF. Il se traduit par le maintien d'une tension régulière, la plus proche d'une valeur fixée par voie contractuelle ou, à défaut, réglementaire, et par la minimisation du nombre de coupures. Le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007, dont certaines dispositions sont entrées en vigueur le 28 juin 2008, fixe les seuils de qualité de desserte à respecter par les gestionnaires de réseau de distribution. En ce qui concerne la qualité de la tension, plus de 98,5 % des clients étaient considérés en 2009 comme « bien alimentés » au regard de la réglementation en vigueur.

Développement des énergies renouvelables

Comme en 2008 et 2009, le nombre de raccordements d'installations de production photovoltaïque de petite puissance a considérablement augmenté en 2010. ERDF a également enregistré une hausse importante des demandes de raccordement d'installations photovoltaïque au sol de forte puissance. Plus de 100 000 installations de production photovoltaïque d'une puissance inférieure à 36 KVA ont été raccordées au réseau de distribution en 2010, contre environ 31 000 en 2009 et 7 100 en 2008. La puissance photovoltaïque totale installée au 31 décembre 2010 était de plus de 800 MW.

6.2.2.2.3 Marché de l'électricité

Fonctionnement du marché de l'électricité

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

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

ERDF a lancé en 2010 en lien avec la CRE un travail de simplification des règles de fonctionnement du marché.

Les indicateurs de la performance d'ERDF, définis après concertation avec les fournisseurs, sont stables par rapport à 2009.

Projet de compteurs communicants

ERDF expérimente sur la période 2010-2011 une nouvelle génération de compteurs communicants (Linky). Ils permettront au distributeur de relever et d'intervenir à distance et au client de recevoir ses factures sur index réel. Cette génération de compteurs ouvre de nouvelles perspectives : réduction des coûts par la dématérialisation des relevés et des interventions et optimisation de la gestion du réseau (réduction des pertes non techniques, facilitation des opérations de dépannage). Elle améliorera le service rendu aux clients et aux fournisseurs (maîtrise de la consommation par une meilleure connaissance de la courbe de charge, diversification et souplesse des offres tarifaires, suivi précis de la qualité de fourniture).

L'expérimentation concerne 300 000 clients dans l'agglomération de Lyon et dans la région de Tours. Elle se déroule conformément aux objectifs que s'était fixés ERDF.

Les pouvoirs publics dresseront un bilan de l'expérimentation courant 2011 afin de se prononcer sur la généralisation de ces compteurs pour les 35 millions de clients et sur leurs spécifications techniques. Le décret du 31 août 2010 (décret n° 2010-1022) dispose qu'en cas de décision favorable, tout nouveau client particulier ou professionnel sera doté d'un compteur évolué. Le texte indique également qu'à fin 2020, 95 % des compteurs seront communicants pour tous les segments de clients.

Actualité institutionnelle et législative

La loi Grenelle 2 adoptée le 12 juillet 2010 comporte plusieurs dispositions concernant ERDF, et en particulier la création de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie ainsi que de schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et l'ajustement de la part de l'extension de réseau prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics (« TURPE ») lors d'un raccordement d'un site consommateur relevant du code de l'urbanisme.

La loi NOME du 7 décembre 2010 contient certaines dispositions impactant spécifiquement les gestionnaires de réseau et en particulier ERDF telles que la possibilité d'accès indirect, par l'intermédiaire de fournisseurs, à l'ARENH pour la compensation des pertes du réseau de distribution, la suppression de la réfaction pour le raccordement des producteurs et l'instauration de conférences départementales, sous l'égide des préfets, traitant de l'ensemble des investissements et travaux sur les réseaux de distribution.

Voir aussi la section 6.5 (« Environnement législatif et réglementaire »).

6.2.2.2.4 Concessions

En France, le service public de la distribution est géré dans le cadre de contrats de concessions. Les communes sont propriétaires des réseaux de distribution pour la partie correspondant aux biens de retour. 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) et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sont confiés par la loi du 10 février 2000 à ERDF, à EDF dans les zones non interconnectées au territoire métropolitain continental et aux ELD dans leur zone de desserte exclusive.

Conformément aux dispositions de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006, les contrats de concession en cours sont réputés signés conjointement par l'autorité concédante (collectivité territoriale ou établissement public de coopération), EDF (ou 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 co-signés selon ces modalités.

ERDF et EDF gèrent environ 1 000 contrats de concession, couvrant environ 95 % de la population.

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 2023. Le contrat avec la Ville de Paris qui est arrivé à échéance en 2009 a été prolongé pour 15 ans par avenant.

Modalités des contrats de concessions

Un modèle de contrat de concession et de cahier des charges a été adopté (avec des ajustements selon que le contrat a été passé avec une commune urbaine ou un syndicat de communes) en juin 1992 à la suite de négociations entre EDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (« FNCCR »), et validé par les représentants des pouvoirs publics. Ce modèle a été mis à jour en juillet 2007 afin de l'adapter au nouveau contexte législatif et réglementaire (voir section 6.5.3 (« Les concessions de distribution publique d'électricité »)). Il incite les concédants à se regrouper au niveau départemental. À ce jour, environ 95 % des concessions relèvent de ce modèle de contrat.

Les contrats de concession sont généralement négociés localement sur la base du modèle de cahier des charges adopté en 1992, mis à jour en juillet 2007, dont les principales clauses portent sur les points suivants :

- l'objet et l'étendue de la concession : l'autorité concédante garantit au concessionnaire le droit exclusif d'exploiter le service public de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité sur un territoire déterminé et de fourniture aux tarifs réglementés de vente. Le concessionnaire est responsable du fonctionnement du service et l'exploite à ses risques et périls ;
- les principes de tarification, à savoir l'égalité de traitement des usagers, l'efficacité économique et la péréquation géographique ;
- le paiement par le concessionnaire de redevances au concédant ;
- l'obligation pour le concessionnaire de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions de renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des ouvrages devant faire l'objet d'un renouvellement. Les montants correspondant à ces dernières obligations font l'objet annuellement d'un compte-rendu aux concédants ;
- les modalités pratiques en cas de renouvellement de la concession : l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux

sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé ;
- les modalités pratiques et financières en cas de non renouvellement (ou de résiliation anticipée) lorsque le maintien du service ne présente plus d'intérêt, à savoir (i) la remise au concédant des ouvrages et du matériel de la concession en état normal de service, (ii) le versement par l'autorité concédante d'une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages dans la proportion de la participation d'ERDF à leur financement et (iii) le versement par le concessionnaire au concédant du solde des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant au financement des ouvrages ;
- le contrôle de l'activité du concessionnaire, qui est exercé par un agent de contrôle désigné par les autorités concédantes 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 5 juillet 2009 un protocole d'accord, dit PCT, qui permet aux concédants de bénéficier de la participation du tarif d'acheminement au financement d'un raccordement lorsque ces derniers en assurent la maîtrise d'ouvrage.

La réalisation de travaux sur les réseaux de distribution : une compétence partagée

La maîtrise d'ouvrage sur les réseaux (le maître d'ouvrage assure l'organisation, la réalisation et le financement des travaux) est répartie, selon des principes fixés par le cahier des charges, de la manière suivante :
- en matière de raccordement (extension des réseaux et création des branchements) et de modification d'ouvrages (renforcement du réseau rendu nécessaire par l'accroissement de la demande d'électricité ou l'amélioration de la qualité de service), ERDF et l'autorité concédante se répartissent la maîtrise d'ouvrage au cas par cas dans le régime d'électrification rurale. Dans les régimes urbains, ERDF assure, de manière générale, la maîtrise d'ouvrage ;
- concernant la maintenance et le renouvellement (entretien, élagage, renouvellement à l'identique, déplacement et mise en conformité), ERDF est le maître d'ouvrage ;
- pour l'intégration des ouvrages dans l'environnement (enfouissement, amélioration de l'esthétique), les collectivités locales sont maîtres d'ouvrage exclusifs.

Principales redevances et contributions

Les contrats prévoient le paiement de redevances permettant au concédant de financer des dépenses liées à la concession.

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.

ERDF doit s'acquitter d'une redevance pour l'occupation du domaine public par les ouvrages d'électricité. Selon une formule, révisée par un décret de mars 2002, cette redevance est calculée en fonction, notamment, de la population desservie. Elle est versée aux communes ou aux syndicats concédants et aux départements.

ERDF, comme les ELD, verse une contribution au Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (« FACE ») assise sur le nombre de kWh acheminés. Le FACE redistribue les fonds collectés aux collectivités locales pour le financement de leurs dépenses d'électrification en régime rural.

En outre, ERDF, comme les ELD, participe au mécanisme du Fonds de Péréquation de l'Électricité (« FPE ») qui répartit entre les gestionnaires de réseau de distribution les charges de péréquation liées à l'obligation de faire bénéficier tous les clients du même tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

6.2.2.2.5 Relations entre ERDF et GrDF au sein du service commun

Comme indiqué ci-avant, en application de la directive 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 la loi du 7 décembre 2006, ces activités s'appuient donc sur un service commun à ERDF et Gaz réseau Distribution de France (GrDF), société créée le 1er janvier 2008 et détenue à 100 % par GDF Suez, responsable de la gestion du réseau public de distribution de gaz. Chaque entreprise gère néanmoins de manière indépendante le portefeuille de ses clients.

Les activités techniques ont représenté pour ERDF et GrDF en 2010, plus de 94 millions de relevés de compteurs et environ 12 millions d'interventions chez les clients.

Organisation du service commun

Le service commun à ERDF et GrDF n'est pas doté de la personnalité morale. Il a pour missions, dans le secteur de la distribution de l'électricité et du gaz, la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre de travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux, et les opérations de comptage.

Au 31 décembre 2010, ERDF comptait 36 110 salariés. Ce total comprend les effectifs du service commun qui se décomposent en 28 864 salariés affectés en totalité à l'activité électricité et une quote-part des salariés affectés à des activités mixtes électricité et gaz, soit 5 867 personnes [1] (voir section 17.1.1 (« Effectifs du Groupe »)).

EDF et Gaz de France, devenu GDF Suez, ont conclu le 18 avril 2005 une convention qui précise notamment les compétences du service commun et le partage des coûts et produits résultants de son activité [2]. Cette convention, après avoir fait l'objet des aménagements nécessaires, a été transférée en 2008 à ERDF et GrDF dans le cadre de la filialisation des activités de distribution d'électricité d'EDF et de GDF Suez.

1. *Ces chiffres incluent les contrats spécifiques de type alternance notamment, les infirmières et les médecins, contrairement aux chiffres figurant à la section 17.1.1 (« Effectifs du Groupe »).*
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.*

ERDF et GrDF ont par ailleurs défini dans ce contrat les principes et modalités de gouvernance du service commun (organisation, pilotage et évolution). Chaque entreprise a la liberté de faire évoluer les activités qui lui sont propres au sein du service commun. En cas de décision d'une entreprise ayant un impact, notamment économique, sur l'autre entreprise au travers du service commun, une étude est conduite. Le préjudice éventuel serait compensé par le versement d'une indemnité financière et/ou par modification de l'accord conclu entre les deux entreprises. Les décisions relatives aux activités mixtes sont prises en commun par les deux entreprises ; ni ERDF, ni GrDF ne peuvent en conséquence se voir imposer de décision sans l'accord de l'autre partie.

Le contrat, conclu pour une durée indéterminée, peut être résilié à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à renégocier un contrat. Si, à l'issue de ce délai, un nouveau contrat n'est pas conclu, il sera fait application, avant toute saisine des tribunaux compétents, d'une procédure amiable de règlement des différends. Il prévoit par ailleurs des clauses obligeant les parties à négocier de bonne foi, notamment en cas de changement de loi ou de circonstances nouvelles affectant l'économie du contrat.

6.2.2.3 Systèmes énergétiques insulaires

Les Systèmes Énergétiques Insulaires (« SEI ») regroupent les systèmes électriques opérés par EDF et non interconnectés ou faiblement connectés à la plaque continentale : principalement la Corse, les départements d'Outre Mer et les Collectivités d'Outre-Mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon.

L'ensemble de ces territoires correspond aux « zones non interconnectées au réseau métropolitain continental » mentionnées à l'article 2 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006. Ils partagent les caractéristiques suivantes :

- d'une part, ces territoires bénéficient de la péréquation tarifaire avec le territoire métropolitain continental ;
- d'autre part, la faible taille de leur système électrique et l'inexistence ou la faiblesse de 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.

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'Electricité (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

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

Dans ces territoires, EDF est l'acteur principal en termes de production d'électricité avec un parc d'une puissance installée de 1 878 MW, dont 400 MW en moyens de production hydraulique et 1 478 MW en moyens de production thermique. La longueur totale des réseaux d'électricité est d'environ 32 900 Km (tous niveaux de tension confondus) et le nombre de clients était de 1 037 700 à fin décembre 2010.

Compte tenu de l'écart existant dans ces systèmes entre le coût de production du MWh et le prix de vente au tarif péréqué, l'activité commerciale d'EDF consiste à y mener, seule ou en partenariat avec l'ADEME et les institutions locales, des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

La plupart des SEI connaissent néanmoins une croissance importante de leurs consommations d'électricité (forte croissance démographique et/ou rattrapage du retard dans l'équipement des ménages). Cette croissance de la demande doit être couverte par la création de nouveaux moyens de production, décidée par le Ministre de l'Industrie dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle des Investissements (« PPI »), soit par recours à une procédure d'appel d'offres, soit en autorisant des projets développés à l'initiative d'opérateurs. L'intérêt des opérateurs, dont EDF, à investir dans l'activité de production des SEI a été renforcé par un arrêté pris par le Ministre délégué à l'Industrie le 23 mars 2006, fixant à 11 % le taux de rémunération nominal avant impôt du capital immobilisé dans les investissements de production réalisés en Corse, dans les départements d'Outre-Mer, à Saint-Pierre-et-Miquelon et à Mayotte.

Évolutions et perspectives

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

La Programmation Pluriannuelle des Investissements de production d'électricité fixe les objectifs de mise en œuvre de moyens de production d'électricité à puissance garantie pour les SEI à 1 166 MW à horizon 2020. Ce programme comprend le renouvellement de la quasi-totalité des centrales diesel existantes.

Compte tenu de la stratégie retenue consistant à demeurer, dans chacun des SEI, l'acteur majoritaire en termes de puissance installée, le groupe EDF a entrepris le projet de renouvellement de six des sept principales centrales diesel en Corse et dans les départements d'Outre-Mer. Ce projet, qui contribuera également à satisfaire une partie des besoins émergents, est porté par la filiale EDF Production Électrique Insulaire détenue à 100 % par EDF. En 2010, les chantiers de construction de quatre de ces centrales diesel ont été engagés pour une capacité totale de près de 700 MW : Port-Est à la Réunion, Bellefontaine B à la Martinique, Pointe-Jarry en Guadeloupe et Lucciana B en Corse. Le renouvellement de la centrale de Saint-Pierre-et-Miquelon a aussi été décidé.

Le groupe EDF a également engagé le développement de deux projets hydrauliques avec l'extension de l'ouvrage de Rivière de l'Est à la Réunion d'une puissance de 14 MW qui a été mis en service en 2010 et la construction de l'ouvrage du Rizzanese en Corse d'une puissance de 55 MW qui sera mis en service en 2012.

Des investissements dans les réseaux électriques

Le programme exceptionnel de renforcement des réseaux face à l'aléa cyclonique, engagé sur la période 2008-2010 suite aux cyclones de 2007 (Gamède à la Réunion, Dean en Guadeloupe et Martinique), est en voie d'achèvement.

La poursuite de la croissance de la consommation dans ces territoires malgré les actions de maîtrise de la demande d'énergie 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.

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

SEI soutient le développement des énergies renouvelables à puissance garantie (géothermie, énergie des mers, biomasse, biogaz) en mobilisant l'expertise du groupe EDF en termes de recherche et développement, contribue à faire progresser les capacités techniques d'insertion des énergies renouvelables intermittentes dans les systèmes énergétiques insulaires (élaboration des outils de prévision avec d'autres industriels et des universités, mise en service d'une batterie de 1 MW de capacité à la Réunion, la première de cette capacité en Europe) et enfin s'engage dans des projets d'expérimentation de réseaux intelligents ou « *smart grids* » en partenariat avec d'autres industriels, des laboratoires de recherche et l'ADEME.

6.2.2.4 Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE »)

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution sont adoptés conjointement par le Ministre chargé de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (« CRE »).

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE 3), approuvés par décision ministérielle du 5 juin 2009, publiée au Journal officiel du 19 juin 2009, sont entrés en vigueur le 1er août 2009. Les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution sont déterminés de façon à couvrir :

- les coûts des activités de transport et de distribution, tout en intégrant des objectifs de productivité fixés par le régulateur ;
- une rémunération financière égale au produit de la base d'actifs régulée, estimée au 1er janvier 2009 à 10 408 millions d'euros pour le transport et à 28 450 millions d'euros pour la distribution, par un taux fixe de rémunération correspondant à un taux nominal avant impôt de 7,25 %.

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 non maîtrisés par ces gestionnaires. Ce compte de régulation des charges et produits (« CRCP ») enregistre extra-comptablement, sur des postes préalablement identifiés, tout ou partie des trop-perçus ou des manques à gagner du gestionnaire de réseau et s'apure par une diminution ou une augmentation des charges à recouvrer par les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité au cours des cinq années suivantes.

En conséquence, la proposition de la CRE, conçue pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de 4 ans à partir de 2009, prévoit une hausse lors de son entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. De 2010 à 2012, les grilles tarifaires doivent évoluer en fonction du taux d'inflation majoré de 0,4 % dans le cas du réseau de transport et de 1,3 % dans le cas des réseaux de distribution, et d'un facteur d'apurement du CRCP dont la valeur absolue est plafonnée à 2 %.

L'application de ces principes a conduit au 1er août 2010 à une hausse de 2,5 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3,4 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. Par ailleurs, en application d'une formule d'indexation qui lui est propre, le tarif des Prestations au Catalogue a augmenté de 0,6 %, au 1er septembre 2010.

L'instauration de tarifs 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. Cet allongement de la période tarifaire facilite également la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité comme les dispositifs instaurés.

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 instaure 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 à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma de régulation incitative de la qualité permet notamment d'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gain de productivité au détriment du niveau de qualité.

Voir la section 6.5.2.2 « Législation française » concernant le transport et la distribution de gaz naturel (loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003).

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

Le groupe EDF se positionne comme un leader énergétique, avec l'objectif prioritaire d'investir pour une croissance industrielle durable et rentable, en s'appuyant sur le développement des compétences et la valorisation des savoir-faire techniques. Il entend poursuivre le renforcement de son implantation internationale, complémentaire de ses activités en France.

Les activités internationales du groupe EDF déclinent de façon opérationnelle les orientations stratégiques du groupe (voir section 6.1 (« Stratégie »)) concernant le renforcement des positions européennes, le déploiement d'activités et de projets nucléaires à l'international et d'autres projets ciblés à l'international.

Positions européennes

Le groupe EDF a poursuivi la consolidation de sa présence en Europe, marché mature socle de sa présence industrielle.

L'activité du Groupe sur cette zone s'incrit dans une volonté de contribuer à la constitution d'un marché unique tant de l'électricité que du gaz, favoriser l'émergence de nouvelles technologies et de solutions innovantes adaptées aux enjeux environnementaux, sociaux et économiques, et enfin respecter les ressources naturelles, les ressources humaines et les souhaits des parties prenantes locales dans leurs appréhensions des enjeux énergétiques et des services associés.

Les principaux événements de l'année ont été :
- au Royaume-Uni : la poursuite des études et investissements en vue de diversifier les moyens de production locaux ;
- en Allemagne : les autorités politiques du Land de Bade-Wurtemberg ayant formulé leur volonté de doter EnBW d'un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Bade Wurtemberg, le groupe EDF a accepté l'offre du Land pour le rachat de la participation d'EDF International dans EnBW, finalisé le 17 février 2011 ;
- en Italie : les discussions en vue du renouvellement du pacte d'actionnaires ;
- en Pologne : la poursuite du projet d'intégration des filiales polonaises avec la création du centre de service partagé pour toutes les sociétés ;
- en Belgique : la signature d'une nouvelle convention d'actionnaires, le rachat d'une partie des intérêts minoritaires et enfin la mise en place d'un programme de synergies marqué notamment par le transfert du portefeuille clients d'EDF Belgium à SPE.

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 de proposer à ses clients une offre multi-énergies 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 européene.

Le tableau ci-dessous présente les caractéristiques générales des principales filiales et participations du groupe EDF en Europe (données au 31 décembre 2010) :

Nom de la société	Activités principales	Données techniques
Royaume-Uni		
EDF Energy	Production électricité Commercialisation électricité et gaz Services	Nombre de comptes clients : environ 5,5 millions (1) Puissance installée élec. : 13 GW Vente de gaz : 30,4 TWh
Italie		
Edison	Commercialisation électricité Production électricité Production, stockage et commercialisation de gaz	Nombre de comptes clients : environ 1,0 million (1) Puissance installée élec. : 12,5 GW Activités gaz : 15,8 Gm^3 (2)
Fenice	Production électricité et chaleur Services énergétiques et environnement	Puissance installée élec. : 508 MW Puissance installée therm. : 3 192 MWth (3)
Pologne		
EC Wybrzeze	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 331 MW Puissance installée therm. : 1 199 MWth (3)
Elektrownia Rybnik S.A. (ERSA)	Production électricité	Puissance installée élec. : 1 775 MW
EC Krakow	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 460 MW Puissance installée therm. : 1 118 MWth (3)
Kogeneracja	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 363 MW Puissance installée therm. : 1 124 MWth (3)
Zielena Gora	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 221 MW Puissance installée therm. : 296 MWth (3)
Hongrie		
BE ZRt	Production électricité et chaleur	Puissance installée élec. : 409 MW Puissance installée therm. : 1 366 MWth (3)
EDF DÉMÁSZ ZRt	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de clients : environ 770 000 Vente : 5,68 TWh
Slovaquie		
SSE	Distribution électricité Commercialisation électricité	Nombre de clients : environ 640 000 Vente : 4,8 TWh
Autriche		
Groupe ESTAG	Distribution électricité, gaz et chaleur Commercialisation électricité, gaz et chaleur Services	Nombre de points de livraison : environ 460 000
Suisse		
Alpiq	Production Négoce Commercialisation électricité	Puissance installée élec. : 6 563 MW
Belgique		
EDF Belgium (4)	Production électricité	Puissance installée élec. : 419 MW
SPE	Production d'électricité Commercialisation électricité et gaz	Puissance installée élec. : 1 986 MW Points de livraison : environ 1 650 000
Pays-Bas		
Sloe Centrale B.V.	Production électricité	Puissance installée : 870 MW
Espagne		
Elcogas	Production électricité	Puissance installée élec. : 320 MW

Valeurs brutes non corrigées du pourcentage des participations (y compris minoritaires).

(1) Y compris gaz.
(2) Volumes de gaz globaux bruts manipulés par les sociétés du Groupe, y compris auto-consommation des centrales.
(3) MWth : MW thermique, pour la cogénération, par opposition au MW électrique.
(4) EDF Belgium détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1.

Nucléaire international

Premier producteur nucléaire au monde, le groupe EDF dispose d'atouts techniques significatifs (exploitation et ingénierie) et d'une solide expérience de construction et d'exploitation en France (parc de 58 réacteurs), au Royaume-Uni (avec l'acquisition de British Energy) ainsi qu'aux Etats-Unis (via Constellation Energy Nuclear Group LLC et ses sociétés filiales, « CENG ») qui lui permettent d'être un acteur majeur du renouveau du nucléaire à l'international.

Depuis quelque temps, de nombreux pays et compagnies d'électricité annoncent leur volonté de lancer ou de réactiver des projets nucléaires. Cette évolution est animée par la recherche d'indépendance énergétique, combinée à la prise de conscience grandissante de la raréfaction des ressources fossiles et de la conséquence de leur utilisation sur le climat. Elle marque également leur confiance dans la sûreté et la compétitivité de l'énergie nucléaire, à l'abri des tensions grandissantes sur les marchés de l'énergie. Ce regain d'intérêt se traduit par l'émergence de plusieurs modèles et de nouveaux partenariats industriels.

Les événements récents au Japon pourraient cependant amener les pouvoirs publics à réexaminer ou retarder les développements nucléaires.

EDF s'est fixé cinq critères d'engagement dans les projets nucléaires à l'international. Il s'agit de veiller en priorité aux pays :
- ayant fait le choix du nucléaire à court terme ;
- connus d'EDF et où EDF est bienvenu ;
- offrant des conditions favorables aux investisseurs dans le nucléaire (cadre législatif, gestion des déchets, opinion publique, etc.) ;
- pour des projets portant sur des modèles de réacteurs maîtrisés ; et
- cohérents avec les objectifs financiers et la politique de risques du Groupe.

EDF a ainsi d'ores et déjà identifié un certain nombre de priorités géographiques : la Chine, le Royaume-Uni, les Etats-Unis, l'Italie, la Pologne et l'Afrique du Sud. EDF examine par ailleurs d'autres opportunités tant en Europe (Pays-Bas) que dans d'autres zones (voir section 6.1.3 (« Être un acteur majeur du renouveau du nucléaire dans le monde »)).

Dans chacun de ces pays, EDF s'adapte au contexte institutionnel et à l'environnement industriel ; les modèles d'organisation qui en résultent peuvent être à chaque fois différents.

Le programme EPR en cours de réalisation en France et en Chine, en projet au Royaume-Uni, en France, aux États-Unis et en Italie, est aujourd'hui le programme de référence du Groupe. Il apparaît essentiel de renforcer cette offre, en s'inscrivant dans le cadre des orientations du Conseil de Politique Nucléaire du 21 février 2011, et de compléter le programme EPR par le développement de modèles de réacteurs de troisième génération représentatifs de niveaux de puissance correspondant à la demande des clients, en particulier dans les pays pour lesquels la taille des installations peut constituer un obstacle discriminant.

Partenariats stratégiques et projets ciblés à l'international

Fort de son savoir faire technologique et de sa volonté de contribuer à la maîtrise des impacts environnementaux de la production d'électricité et en s'appuyant sur les « meilleures technologies disponibles » localement (« *Best Avalaible Technologies* »), le groupe EDF entend notamment :
- exploiter les opportunités liées aux technologies les plus récentes ;
- contribuer à la mise au point des technologies de capture, de transport et de stockage du CO_2 (*Carbon Capture & Sequestration,* « CCS ») ;
- prospecter de grands projets d'infrastructures hydroélectriques qui s'inscrivent dans une politique locale de développement durable.

Dans cette perspective, le groupe EDF étudie l'intérêt de sa participation, au travers de partenariats, à la conception, à la construction et à l'exploitation de nouvelles centrales de production thermique ou hydraulique à l'international.

Soucieux à la fois de partager ses retours d'expérience mais aussi de bénéficier des apports d'autres acteurs et d'autres secteurs afin de dégager des nouvelles options technologiques, de nouveaux modèles économiques et de contribuer à définir des nouvelles formes de croissance, le groupe EDF entend développer des partenariats stratégiques multimodaux adaptés au monde de demain :
- accord cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation sur la gestion d'entreprise et plusieurs domaines techniques (29 avril 2010) ;
- protocole d'accord mettant en œuvre l'accord de partenariat global entre China Guangdong Nuclear Power Compagny et EDF (29 avril 2010) ;
- accord de coopération entre Rosatom et EDF en termes de R&D, de combustible, de retour d'expérience et de formation (19 juin 2010) ;
- projet de nouvelles formes de gestion déléguée d'actifs avec de grands acteurs énergéticiens russes ;
- accord de coopération pour la préparation et la mise en œuvre conjointe de services dans les domaines de l'efficacité énergétique entre Electrobras et EDF en vue de la Coupe du Monde de Football de 2014 et des Jeux Olympiques de Rio 2016 (22 juillet 2010) ;
- accord de coopération entre l'État du Sénégal et EDF (17 décembre 2010) ;
- protocole d'accord pour la création d'un institut de formation d'ingénieurs sud-africains, l'EPPEI (*ESKOM Power Plant Engineering Institute*), dans le domaine de l'énergie thermique et des énergies renouvelables entre Eskom et EDF (2 mars 2011).

6.3.1 Royaume-Uni

6.3.1.1 Présentation du Groupe au Royaume-Uni et stratégie

En 2009, la production totale d'électricité au Royaume-Uni a été de 376 TWh. Par ailleurs, 541 TWh de gaz et 322 TWh d'électricité ont été fournis aux clients britanniques en 2009 [1].

En ce qui concerne les informations relatives à l'évolution des prix et à la consommation d'électricité au Royaume-Uni, voir la section 9.2.1 (« Eléments de conjoncture ») du présent document de référence.

Au Royaume-Uni, les principaux concurrents d'EDF sur le marché de la production d'énergie sont, par part de marché décroissante : Scottish and Southern Energy (SSE), E.On UK, RWE npower, Scottish Power, Centrica et International Power/GDF Suez. Les principaux concurrents d'EDF Energy, tant sur le marché de la fourniture de gaz que sur celui de l'électricité sont British Gas (Centrica), SSE, RWE npower, E.On UK et Scottish Power.

Le réseau électrique haute tension est détenu par National Grid en Angleterre et au Pays de Galles et par SSE et Scottish Power en Écosse. Les acteurs majeurs de la distribution d'électricité sont National Grid, E.On UK, UK Power Networks (qui constituait anciennement la division Réseaux d'EDF Energy), CE Electric, SSE, Scottish Power, Western Power Distribution et Electricity North West. Le secteur de la distribution de gaz se répartit entre National Grid et SSE, Wales and West Utilities et Northern Gas Networks.

EDF Energy (UK) Limited (« EDF Energy »), issu du rapprochement d'EDF Energy plc. et de British Energy Group plc acquis en 2009, est l'un des plus grands énergéticiens britanniques, employant environ 15 000 personnes réparties sur différents sites au Royaume-Uni. En 2010, EDF Energy a maintenu sa position de principal producteur d'électricité (en TWh produits) et de plus important producteur d'électricité à faible émission de carbone du Royaume-Uni. Sur la base des données d'octobre 2010, EDF Energy a également conservé la position qu'il occupait en 2009 de premier fournisseur d'électricité à des clients non résidentiels (mesurée en TWh vendus) [2] et est resté le cinquième plus important fournisseur de gaz et d'électricité à des clients résidentiels (en nombre de comptes clients).

EDF Energy a consolidé sa position de principal fournisseur d'électricité au Royaume-Uni (hors Irlande du Nord) grâce à l'optimisation des capacités de son parc de production renforcé suite à l'acquisition de British Energy Group. EDF Energy prévoit de tirer parti de ces capacités en continuant d'investir dans ses actifs, tant industriels qu'humains et en développant sa clientèle de manière rentable.

La vente de la division Réseaux d'EDF Energy au Cheung Kong Group le 29 octobre 2010 pour une valeur nette de 3,2 milliards de livres sterling (3,7 milliards d'euros) a renforcé l'accent mis sur cette stratégie. La transaction a permis de réduire l'endettement du groupe EDF d'environ 6,7 milliards d'euros.

La sécurité de l'approvisionnement, les changements climatiques et l'accessibilité des prix sont les trois principaux défis énergétiques auxquels le marché britannique fait aujourd'hui face. EDF Energy se place en chef de file des discussions avec le Gouvernement concernant la réforme des marchés de l'énergie, qui permettra non seulement de soutenir la capacité de production nationale existante mais aussi d'encadrer la construction de nouvelles centrales nucléaires.

Les récents événements survenus au Japon dans la centrale nucléaire de Fukushima auront des répercussions au Royaume-Uni sur les opérations du parc nucléaire existant, ainsi que sur les projets de nouveau nucléaire. Le *Secretary of State for Energy and Climate Change* a commandé un rapport afin de déterminer les conséquences des événements du Japon et les leçons à en tirer. Les résultats seront attendus au cours de l'année. EDF Energy s'est engagé à retenir les enseignements de cette catastrophe, et à les appliquer avec détermination et humilité.

Les événements survenus au Japon ne modifient pas cependant la nécessité d'une offre énergétique sûre, faiblement carbonée et abordable au Royaume-Uni. Le Gouvernement a confirmé que sa politique dans le domaine nucléaire restait inchangée. Le Premier Ministre a déclaré que « l'énergie nucléaire devrait faire partie de l'offre énergétique du futur, tout comme elle en fait partie aujourd'hui » et dans son récent budget, le Gouvernement a annoncé qu'il introduirait un prix plancher du carbone à partir de 2013. Il s'agit d'une étape essentielle dans la création d'un cadre d'investissement favorisant toutes les formes de production d'énergie à faible teneur en carbone, et encourageant en particulier les investissements dans le Nouveau Nucléaire.

En 2010, EDF Energy a publié « *Our Sustainability Commitments* » (nos engagements en matière de développement durable), qui faisait suite à « *Our Climate Commitments* » (nos engagements sur le climat) et à « *Our Social Commitments* » (nos engagements sociaux), parus respectivement en 2007 et 2008. Ces engagements illustrent la façon dont EDF Energy sera le fer de lance de l'évolution du secteur énergétique en réduisant les émissions de carbone et les déchets, en produisant une énergie nucléaire à faible teneur en carbone de façon responsable, en aidant ses clients, en instaurant une culture mondiale et en se mettant au service des communautés.

Dans ce cadre, EDF est fier d'être le partenaire officiel « *Energy utility services* » et le partenaire « Développement durable » des Jeux Olympiques et Paralympiques de Londres 2012.

Stratégie

EDF Energy opère dans un environnement de marché complexe caractérisé par la volatilité des marchés des matières premières, par un fort degré de concurrence et, malgré la libéralisation, par l'intervention des pouvoirs publics pour définir des politiques énergétiques en continuelles évolutions. En dépit du ralentissement actuel de l'activité économique, la demande d'électricité devrait augmenter à long terme du fait des politiques de limitation des émissions de CO_2 incitant à la substitution du gaz et du pétrole au profit de l'électricité peu émettrice en carbone, notamment dans les secteurs du chauffage et du transport.

EDF Energy entend créer de la valeur en continuant de rechercher l'excellence opérationnelle, en maximisant la valeur de ses actifs nucléaires et charbon, en renforçant la rentabilité aval et en conduisant le renouveau nucléaire au Royaume-Uni, où EDF Energy prévoit de construire quatre

1. *Source : Department of Energy and Climate Change.*
2. *Données excluant l'Irlande du Nord*

nouvelles centrales nucléaires : des réacteurs jumeaux à Hinkley Point (la première unité devant être mise en service en 2018) et à Sizewell (projet encore à l'étude). Les projets devront obtenir les autorisations nécessaires et bénéficier d'un plan d'investissement adapté. EDF Energy joue un rôle important dans les débats actuels avec les autorités britanniques concernant la réforme du marché de l'énergie indispensable à la création de conditions favorables à de tels investissements.

Les autres actions stratégiques importantes comprennent la construction de la nouvelle centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) de West Burton B, l'élaboration d'un projet de stockage gazier, la gestion de l'impact de la réduction des capacités de production d'énergie au charbon, du fait de l'application de la directive sur les grandes installations de combustion et de la directive sur les émissions industrielles la concrétisation des extensions de durée de vie des centrales nucléaires existantes ainsi que la poursuite de la réalisation des projets de production d'énergies renouvelables. À L'aval, EDF Energy entend améliorer la rentabilité de son activité commerciale par une gestion contrôlée des marges et la transformation de ses processus clés grâce à des investissements dans les ressources humaines et les systèmes d'information.

La vente des réseaux intervenue en 2010 marque une évolution importante dans la structure de la société. Les performances financières à venir d'EDF Energy dépendront en grande partie des revenus tirés des centrales nucléaires existantes et nouvelles, eux-mêmes largement influencés par les fluctuations des cours de l'énergie sur le marché de gros. EDF Energy s'attache à améliorer le profil de risque de son portefeuille à long terme, en optimisant les voies d'accès au marché de gros pour sa production nucléaire et en participant à l'instauration d'un cadre réglementaire adéquat et d'un cadre d'investissement rigoureux.

Afin de réaliser ses ambitions stratégiques, la formation et le maintien au sein de l'entreprise de salariés performants restent une priorité parmi les valeurs d'EDF Energy. EDF Energy continue d'investir fortement dans la formation et le perfectionnement de son personnel dans toute l'entreprise. En 2008, EDF Energy a ouvert sa propre structure de formation spécialisée, la Nuclear Power Academy. Par ailleurs pour soutenir son plan d'investissement ambitieux au Royaume-Uni, EDF Energy prévoit de recruter près de 8 000 professionnels de talent d'ici 2015.

Structure du groupe EDF Energy

Avant la finalisation de la cession de la division Réseaux à Cheung Kong Group le 29 octobre 2010, EDF Energy comptait quatre divisions. La division Réseaux exploitait trois réseaux de distribution sous licence contigus à Londres, dans le sud-est et dans l'est de l'Angleterre, qui distribuent chaque année 84 TWh d'électricité. La division des réseaux non régulés qui fournissait des services à divers réseaux privés, projets d'infrastructure et projets d'investissement en joint ventures a également été cédée dans le cadre de cette transaction.

Depuis cette cession, EDF Energy est donc composée de trois divisions principales : Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (ESCS), Nucléaire Existant et Nouveau Nucléaire.

Centrica plc (« Centrica ») détient une participation de 20 % dans Lake Acquisitions Limited, société comprenant la division Nucléaire Existant. Centrica détient également une participation de 20 % dans NNB Holding Company Limited, la société qui a été créée afin de prendre en charge les activités de développement préalable à un nouveau programme nucléaire au Royaume-Uni. EDF Energy et Centrica souhaitent que cette joint venture construise, exploite et démantèle quatre centrales nucléaires au Royaume-Uni (voir section 6.3.1.2.4 (« Division Nouveau Nucléaire »)). La vente de ces participations à Centrica est intervenue en 2009.

Synergies et excellence opérationnelle

EDF Energy a poursuivi en 2010 la réalisation de synergies tirées de l'acquisition de British Energy pour un montant de plus de 170 millions de livres sterling à la fin de l'année. Cette importante progression aura permis à EDF Energy de réaliser son objectif de 200 millions d'euros (160 millions de livres sterling) de synergies d'ici fin 2011, annoncé au moment de l'acquisition, avec un an d'avance. Cet objectif a été intégré dans le programme Excellence Opérationnelle d'EDF Energy qui doit contribuer aux objectifs de performance plus généraux du groupe EDF.

En outre, en 2010, le programme Excellence Opérationnelle d'EDF Energy a largement contribué à l'excédent brut d'exploitation dégagé par EDF Energy, notamment grâce aux synergies avec EDF Trading, aux projets d'efficacité opérationnelle de la division ESCS et aux gains de performance dans les domaines des relations avec le régulateur, de la gestion des incidents et des achats de la division Réseaux.

6.3.1.2 EDF Energy

6.3.1.2.1 Résultats opérationnels et financiers d'EDF Energy

En 2010, EDF Energy a fourni 63,6 TWh (contre 66,1 TWh en 2009) d'électricité et 30,4 TWh (contre 27,3 TWh en 2009) de gaz à ses clients résidentiels ainsi qu'à ses clients industriels et commerciaux. A fin 2010, EDF Energy comptait 5,5 millions (contre 5,6 millions en 2009) de comptes clients, composés de clients particuliers, de petites et moyennes entreprises (« PME ») et de grandes entreprises.

Au 31 décembre 2010, EDF Energy détenait et exploitait huit centrales nucléaires et deux centrales au charbon qui ont produit un total de 63,4 TWh (contre 71,3 TWh en 2009) d'électricité durant l'année, soit près d'un sixième de la production d'électricité britannique. D'autre part, EDF Energy détenait une centrale au gaz (Sutton Bridge), gérée de manière indépendante, conformément aux engagements pris envers la Commission européenne lors de l'acquisition. En raison de ces engagements, EDF Energy doit céder la centrale de Sutton Bridge et les opérations préparatoires à la vente ont commencé. Par ailleurs, la centrale d'Eggborough a été vendue le 31 mars 2010, conformément à l'engagement pris envers la Commission européenne (voir la section 6.3.1.2.6 (« Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations »)).

Le tableau suivant présente les chiffres clés d'EDF Energy pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, comparés à ceux de 2009. Il inclut les résultats de British Energy à partir du 6 janvier 2009.

	31 décembre 2010	31 décembre 2009
Chiffre d'affaires (1) (2) (en millions d'euros)	10 683	11 236
Électricité (1)	8 427	8 778
Gaz (1)	1 119	977
Autres (1)	1 137	1 481
Excédent brut d'exploitation (1) (2) (en millions d'euros)	**2 732**	**3 063**
Actifs nets (1) (2) (en millions d'euros)	**19 025**	**17 452**
Électricité fournie (en GWh)	63 591	66 131
Gaz fourni (en GWh)	30 392	27 299
Nombre de comptes clients (en milliers)	5 517	5 612
Capacité totale (en MW)	**12 994**	**12 949**
Nucléaire (3)	8 733	8 723
Charbon (4)	4 020	4 020
Gaz (4)	82	97
Énergies renouvelables (5)	159	109
Production totale (en TWh)	**63,7**	**71,7**
Nucléaire (3)	48,3	54,5
Charbon (4)	15,1	16,8
Gaz (4)	0,1	0,2
Énergies renouvelables (5)	0,2	0,2
Nombre d'employés	15 441	20 077

(1) Les taux de change appliqués au bilan sont de 1 livre sterling pour 1,161778 € en 2010 (contre 1 livre sterling pour 1,125999 € en 2009) et, pour les chiffres du compte de résultat, de 1 livre sterling pour 1,168215 € en 2010 (contre 1 livre sterling pour 1,123622 € en 2009).

(2) Les résultats d'EDF Energy sont consolidés dans les résultats du groupe EDF pour les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009. Les résultats de British Energy sont consolidés dans les résultats d'EDF Energy et du groupe EDF à compter du 6 janvier 2009.

(3) Les chiffres indiqués représentent 100 % de la capacité nucléaire, répartie entre EDF Energy et Centrica à hauteur de 80 % et 20 %.

(4) Les chiffres pour 2010 et 2009 ne comprennent pas les centrales de Sutton Bridge et d'Eggborough après la mise en œuvre des accords de gestion indépendante (voir la section 6.3.1.2.6 « Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations »). Les chiffres pour 2010 et 2009 relatifs au gaz comprennent la capacité des centrales de technologie combinée chauffage-électricité. La capacité des centrales au charbon constitue la capacité d'entrée de raccordement.

(5) La puissance en énergies renouvelables est incluse pour les participations d'EDF Energy au-delà de 50 % ; les capacités présentées constituent l'intégralité de la puissance installée.

6.3.1.2.2 Division Approvisionnement en Énergies et Gestion Clients (ESCS)

La division ESCS est chargée de maximiser la valeur à long terme de la clientèle résidentielle et grands clients d'EDF Energy, des outils de production thermique et renouvelable, ainsi que d'optimiser l'exposition de la société sur les marchés de l'énergie, selon un profil de risque convenu. Elle emploie plus de 8 000 personnes.

Après l'acquisition de British Energy en 2009, de nouveaux accords concernant la vente de la production nucléaire ont été mis en place au sein d'EDF Energy. La production du parc nucléaire existant est vendue par le biais de transactions intragroupe entre les divisions Nucléaire Existant et ESCS. Depuis avril 2010, 20 % de la production du parc nucléaire existant sont vendus à Centrica aux termes des accords conclus en 2009. Les obligations historiques découlant des contrats préexistants de British Energy, en cours d'exécution au 24 mars 2009, date de prise d'effet de ces nouveaux accords de vente, continuent d'être remplies. En outre, British Energy Direct Limited (« BE Direct », la division de commercialisation grands clients de British Energy) a été transférée de British Energy pour être maintenant intégrée au sein de la division ESCS.

Ces évolutions permettent à la division ESCS de gérer en central les risques liés au marché de gros qu'EDF Energy supporte et de tirer parti de la combinaison des activités d'approvisionnement en énergies et des relations commerciales provenant des sociétés historiques EDF Energy et British Energy.

A. Approvisionnement en énergies

Production

L'activité de production d'EDF Energy au sein d'ESCS (qui exclut la production nucléaire 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 ; et
- West Burton : située dans le Nottinghamshire, West Burton est une centrale thermique fonctionnant au charbon constituée de quatre unités à charbon et de deux centrales à gaz à cycle combiné de 20 MW chacune, pour une capacité totale de 2 052 MW. La dernière unité a été mise en service en 1970.

En outre, EDF Energy construit actuellement une nouvelle centrale à gaz à cycle combiné à West Burton (d'une capacité de 1 311 MW), dont l'exploitation commerciale devrait commencer début 2012 (voir la section 6.3.1.2.5 (« Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT) »)).

EDF Energy dispose également de participations dans deux centrales de technologie combinée chauffage-électricité (*Combined Heat and Power* ou « CHP ») d'une capacité de production totale de 10,4 MW, est propriétaire de quatre centrales à gaz qui ont chacune une capacité de 10 MW et détient une participation de 18,6 % dans la centrale de Barking, située dans la région de Londres.

Au total, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2010, les centrales de Cottam et de West Burton ont produit 15,1 TWh d'électricité.

Énergies renouvelables

Grâce à EDF Energy Renewables (« EDF–ER »), joint venture entre EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles, EDF Energy développe ses propres actifs renouvelables et conclut des contrats d'achat d'électricité avec des producteurs d'énergies renouvelables, aidant ainsi les développeurs indépendants. Ceci permet à EDF Energy de concilier le respect de ses obligations en matière d'énergies renouvelables (*Renewables Obligation* ou « RO ») et la fourniture d'une électricité de source renouvelable à ses clients. La RO a subi de nombreuses réformes et améliorations et, en avril 2010, son échéance a été prolongée, passant de 2027 à 2037 pour les nouveaux projets.

En 2010, le portefeuille opérationnel des énergies renouvelables a augmenté de 50 MW, la construction des parcs éoliens de Rusholme et de Burnfoot s'étant achevée à la fin de l'année. Le parc éolien de Fairfield (d'une capacité de 6,5 MW) est en cours de construction et devrait entrer en service début 2011.

Désormais, EDF-ER exploite ou a conclu des accords pour une capacité totale attendue d'environ 360 MW (dont 262 MW[1] produits par 19 parcs éoliens répartis au Royaume-Uni). Longpark, situé à Galashiels en Ecosse, est le plus grand parc éolien en exploitation d'EDF-ER au Royaume-Uni. Il compte 19 turbines et a été officiellement inauguré le 22 novembre 2010.

Par ailleurs, EDF-ER a lancé des activités de conception et d'achat d'équipements pour le parc éolien en mer de Teesside, qui disposera d'une puissance installée totale d'environ 60 MW et dont l'exploitation commerciale devrait commencer fin 2012. Il s'agit du premier parc éolien en mer d'EDF-ER.

Achat de combustible et d'énergie et gestion des risques

Principes généraux

Les politiques relatives à l'achat d'énergie et à la gestion des risques sont conformes à celles du groupe EDF ; elles assurent que les activités d'EDF Energy sont optimisées et que les services sont fournis à un prix compétitif. EDF Energy achète et vend de l'électricité, du gaz, du charbon, des droits CO_2 et d'autres ressources nécessaires sur les marchés de gros afin de satisfaire les besoins de ses centrales et de ses clients.

Approvisionnement en électricité

Au-delà de sa propre production, EDF Energy s'approvisionne en électricité par le biais de :

- contrats d'achat à long terme conclus avec la centrale de Barking (située à Londres) et avec SSE. En 2010, ces contrats d'achat d'électricité ont représenté environ 3,6 TWh d'électricité. En 2010, le contrat d'achat à long terme conclu avec la centrale de Barking a expiré et n'a pas été renouvelé ;
- contrats avec des producteurs directement raccordés aux réseaux de distribution, sans avoir à passer par le réseau de transport, ce qui évite les coûts associés. Il s'agit essentiellement de producteurs d'électricité utilisant des sources d'énergie renouvelables. Au cours de l'année 2010, EDF Energy a acquis environ 2,5 TWh sur ce marché ; et
- contrats d'achats de gros conclus avec des tiers et soumis à la stratégie d'EDF Energy en matière de politique de gestion des risques. Au cours de l'année 2010, EDF Energy a acquis environ 35,1 TWh par ce biais.

Approvisionnement en gaz, charbon et droits d'émission CO_2

EDF Energy a conclu des contrats d'achat de gaz et de charbon (physiques et financiers) ainsi que de droits d'émission CO_2 (financier) afin d'assurer la couverture des besoins en combustible de ses centrales et de ses clients (gaz).

Les achats de charbon et de droits d'émission CO_2 s'effectuent en fonction des prévisions de production et des niveaux des stocks. Le portefeuille de contrats d'EDF Energy est composé pour environ 60 % de charbon en provenance du Royaume-Uni et pour 40 % de charbon d'origine internationale. En 2008, 2009 et 2010, EDF Energy a conclu plusieurs contrats de fourniture de charbon avec des producteurs de charbon locaux, à un prix inférieur à celui du marché pour le charbon importé.

La division ESCS est de plus en plus exposée aux prix du gaz sur les marchés de gros en raison de l'augmentation de la demande des clients résidentiels et de la production à partir de gaz. La division ESCS étudie, en collaboration avec d'autres entités du groupe EDF (EDF Trading et la division Gaz d'EDF), les possibilités d'assurer une meilleure gestion à long terme des différents risques liés à l'approvisionnement en gaz et aux engagements en matière de fourniture de gaz à la clientèle. Cela pourrait notamment prendre la forme d'installations de stockage du gaz permettant de gérer les risques liés à la volatilité à court et moyen terme, des cours. EDF Energy construit actuellement un site de stockage du gaz proche du site existant de Hole House d'EDF Trading, dans la région du Cheshire. EDF Energy continue d'étudier les possibilités d'investissement dans d'autres sites de stockage du gaz, qui permettraient de mieux gérer

1. *Comprend la gestion de quatre parcs éoliens détenus par EDF Énergies Nouvelles dont la production n'a pas été concédée à EDF Energy.*

le risque lié aux fluctuations de prix saisonnières et à la volatilité des prix sur le marché de gros.

B. Gestion Clients

EDF Energy vend de l'électricité à deux principaux segments de clientèle : les particuliers et les entreprises, ces dernières allant des grandes entreprises industrielles aux petites entreprises ("PME"). Les ventes aux particuliers constituent le segment *Business to Customer* (« B2C ») et les ventes aux entreprises sont appelées le segment *Business to Business* (« B2B »). EDF Energy adopte des stratégies de gestion des risques différentes pour chacun de ces deux segments.

Les tarifs B2C tendent à suivre la tendance générale des prix des matières premières sur le long terme, sans refléter leur volatilité à court terme. Par conséquent, une stratégie de couverture qui lisse efficacement la volatilité du marché à court terme est considérée comme un facteur concurrentiel fondamental pour tous les fournisseurs d'électricité ou de gaz.

Le 26 mars 2010, EDF Energy a appliqué une réduction du prix du gaz, qui s'est traduite par une baisse d'environ 4 % pour la majorité des clients particuliers consommateurs de gaz. En octobre 2010, les prix de l'électricité ont été augmentés de 2,6 % pour une partie des clients B2C, en fonction de leur région de résidence. Cette hausse reflétait la progression sous-jacente des tarifs régionaux de distribution de l'électricité.

En novembre 2010, EDF Energy a annoncé un gel des tarifs pour les clients B2C pour la période hivernale, au moins jusqu'au 1er mars 2011, reflétant la volonté de la société de protéger les consommateurs contre d'importantes hausses tarifaires au cœur de l'hiver. EDF Energy s'efforce de se distinguer de ses concurrents, qui pour la plupart ont augmenté leurs tarifs durant l'hiver et de réduire ainsi le taux de perte de clients et les frais d'acquisition associés. En février 2011, EDF Energy a annoncé à ses clients qu'ils continueraient de bénéficier du gel des tarifs jusqu'au 1er mars 2011, date à laquelle les tarifs standards pour les clients résidentiels nationaux ont subi une hausse moyenne de 6,5 % pour le gaz et de 7,5 % pour l'électricité.

Suite à l'augmentation des tarifs mise en œuvre par la plupart des six grandes sociétés du secteur, l'*Office of the Gas and Electricity Markets* (« Ofgem ») a publié le 21 mars 2011 un réexamen du bon fonctionnement des marchés de détail de l'énergie, qui propose des mesures de protection des consommateurs et d'amélioration de la transparence. Cet examen comprend une enquête portant sur l'information financière que les fournisseurs sont tenus de fournir à l'Ofgem en vertu de leur licence de fourniture, ainsi qu'une évaluation de la mise en œuvre par les fournisseurs des réformes régulatoires mises en place par l'Ofgem après l'examen en 2009 des marchés de détail de l'énergie.

Le taux de rotation des clients particuliers britanniques demeure élevé, bien que la tendance soit à la baisse après le pic atteint en 2008. Fin septembre 2010, 15,3 millions de clients B2C britanniques consommant de l'électricité, soit 59 % d'entre eux, et 12,4 millions de clients B2C consommant du gaz, soit 57 % d'entre eux, avaient changé de fournisseur depuis la libéralisation du marche [1].

Fin décembre 2010, EDF Energy disposait de 3,9 millions de clients et de 5,5 millions de comptes clients. Fournissant 18,8 TWh d'électricité à 3,4 millions de comptes B2C et à 255 045 comptes B2B de PME et 44,8 TWh d'électricité à 125 589 comptes B2B, EDF Energy comptait également 1,7 million de clients B2C gaz, à qui la société a fourni 29,8 TWh de gaz en 2010. Si les clients B2C et B2B PME d'EDF Energy sont principalement situés à Londres, dans le sud-est et dans le sud-ouest de l'Angleterre, ses principaux clients B2B disposent de sites répartis dans tout le pays.

6.3.1.2.3 Division Nucléaire Existant

Le parc nucléaire d'EDF Energy se compose aujourd'hui de huit centrales nucléaires au Royaume-Uni d'une capacité totale de 8,8 GW. La division Nucléaire Existant d'EDF Energy détient et exploite le parc nucléaire existant et emploie plus de 5 500 personnes.

Technologie du parc nucléaire existant

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) tandis que la huitième est une centrale à réacteur à eau pressurisée (« REP »), dénommée Sizewell B. Chacune des centrales RAG compte deux réacteurs et deux turbines, tandis que la centrale REP compte un réacteur et deux turbines.

Un modèle RAG diffère à bien des égards d'un modèle REP. Si le modèle RAG est spécifique au Royaume-Uni, le modèle REP est pour sa part le type de réacteur le plus fréquent dans le monde.

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 comprimé de plusieurs mètres d'épaisseur qui agit également comme un bouclier biologique. Le générateur de vapeur chauffant l'eau est situé à l'intérieur de la cuve de pression. Un RAG utilise le dioxyde d'uranium enrichi comme combustible et du CO_2 comme fluide caloporteur.

Le REP est contenu dans un berceau à pression en acier rempli d'eau pressurisée qui agit comme modérateur et fluide caloporteur. Le combustible utilisé est le dioxyde d'uranium enrichi contenu dans des tubes en alliage de zirconium.

Réglementation

L'exploitation des centrales nucléaires est soumise à une réglementation stricte notamment pour les domaines relatifs à la sûreté et à la sécurité nucléaires (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), ainsi qu'en ce qui concerne la réglementation du marché de l'électricité et la réglementation environnementale.

Durée d'exploitation des centrales

La durée de vie potentielle de chacune des centrales est déterminée principalement par la capacité à développer un référentiel de sécurité conforme aux termes de la licence d'opérateur nucléaire, cohérent d'un point de vue à la fois technique et financier. Toute décision par EDF Energy d'allonger la durée d'exploitation d'une centrale nucléaire au-delà de la date de fermeture actuellement prévue est donc fondée, en grande partie, sur une combinaison de facteurs économiques et d'études d'ingénierie portant sur les questions techniques d'exploitation et de sécurité. Par ailleurs, l'allongement des durées d'exploitation nécessitera en outre l'accord de la *Nuclear Decommissioning Authority* (« NDA ») seulement s'il se traduit par

1. *Source : Rapport trimestriel sur les prix de l'énergie du Department of Energy and Climate Change de décembre 2010.*

une augmentation des coûts spécifiquement supportés par la NDA (tels que définis dans le *Nuclear Liabilities Funding Agreement*, l'un des accords signés lors de la restructuration de British Energy).

L'adéquation du référentiel de sécurité pour chaque centrale fait l'objet d'une confirmation à chaque arrêt programmé pour la période suivant cet arrêt. Cette confirmation est obtenue après les mises en œuvre des mesures appropriées en matière d'inspection, de tests, d'opérations de maintenance et de vérifications des performances opérationnelles. Les résultats sont alors adressés à la *Nuclear Installations Inspectorate* (« NII »), qui doit donner formellement son accord afin que les centrales concernées puissent être redémarrées. Après un redémarrage, les centrales concernées ne peuvent fonctionner que pendant la période déterminée par le nouveau référentiel de sécurité. Cette période est normalement de 3 ans pour les centrales de type RAG et de 18 mois pour la centrale de type REP. De plus, un examen périodique de sûreté doit être accompli par EDF Energy tous les 10 ans pour chaque centrale. Cet examen doit lui aussi être approuvé par la NII pour que la centrale concernée puisse continuer d'être exploitée.

Les durées d'exploitation retenues en comptabilité des centrales électriques du parc nucléaire existant ainsi que les dates de fermeture correspondantes sont présentées dans le tableau suivant :

Centrale électrique	Type de réacteur	Début de la Production	Date de fermeture prévue	Durée d'exploitation comptable	Allongement de la durée d'exploitation déclaré	Examen périodique de sûreté prévu (1)
Hinkley Point B	RAG	Fév. 1976	2016	40 ans	15 ans	2017
Hunterston B	RAG	Fév. 1976	2016	40 ans	15 ans	2017
Dungeness B	RAG	Avril 1983	2018	35 ans	10 ans	2018
Heysham 1	RAG	Juil. 1983	2019	35 ans	10 ans	2019
Hartlepool	RAG	Août 1983	2019	35 ans	10 ans	2019
Torness	RAG	Mai 1988	2023	35 ans	10 ans	2020
Heysham 2	RAG	Juil. 1988	2023	35 ans	10 ans	2020
Sizewell B	REP	Fév. 1995	2035	40 ans	-	2015

(1) Date de réponse prévue de la NII.

L'objectif stratégique de la division Nucléaire Existant est d'obtenir un allongement de cinq ans en moyenne de la durée d'exploitation actuellement retenue en comptabilité pour les centrales RAG et de 20 ans pour la centrale Sizewell B.

La dernière décision d'allongement de la durée d'exploitation retenue en comptabilité a été prise en décembre 2010 : une fois l'évaluation technique et financière nécessaire réalisée, et après obtention des accords externes appropriés, le conseil d'administration de British Energy a approuvé l'allongement de cinq ans de la durée d'exploitation retenue en comptabilité des centrales Hartlepool et Heysham 1, qui seront exploitées jusqu'en 2019. Ce jalon important a confirmé qu'EDF Energy est en bonne voie pour atteindre ses objectifs en matière d'allongement des durées d'exploitation, ce qui constituait un élément déterminant dans l'acquisition de British Energy.

L'étude de la possibilité d'allonger la durée d'exploitation des autres centrales sera achevée au minimum trois ans avant leurs dates respectives de fermeture.

Le 29 janvier 2010, l'autorité de régulation a approuvé les Examens Périodiques de Sécurité pour Heysham 2 et Torness, pour la période allant jusqu'à 2020, sous réserve de la réalisation du programme de travail convenu.

Capacité et production

Le tableau ci-dessous indique la capacité actuelle et le volume de production des deux dernières années pour chacune des centrales du parc nucléaire existant.

Centrale électrique	Capacité (MW) [1]	Production [2] (TWh) Exercice clos le 31 décembre 2010	2009 [3]
Centrales électriques RAG			
Dungeness B	1 040	3,6	4,0
Hartlepool	1 190	8,1	6,8
Heysham 1	1 160	5,2	6,3
Heysham 2	1 210	6,4	8,6
Hinkley Point B	870	6,4	4,9
Hunterston B	890	6,8	5,9
Torness	1 205	7,1	9,0
Centrale électrique REP			
Sizewell B	1 191	4,7	9,0
TOTAL	**8 756**	**48,3**	**54,5**
FACTEUR DE CHARGE [4]		**63 %**	**72 %**

(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 citées reflètent le niveau de production d'énergie attendu des unités à partir du 1er janvier 2011. En particulier, les chiffres des centrales Hinkley Point B et Hunterston B ont été ajustés pour tenir compte de l'exploitation prévue à environ 70 % de la charge, en raison des restrictions pesant sur la température de la chaudière.

(2) La production annuelle prend en compte les arrêts planifiés et non planifiés ainsi que les rechargements en combustible. Les chiffres sont arrondis.

(3) Pour la période qui a suivi l'acquisition, du 6 janvier au 31 décembre 2009. La production nucléaire pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2009 s'est élevée à 55,1 TWh.

(4) Les facteurs de charge sont obtenus en divisant la production réelle par la production qui aurait été réalisée si la centrale avait fonctionné à pleine capacité pendant la période en question.

Revue opérationnelle du parc nucléaire existant

La performance du parc nucléaire existant a été mitigée en 2010. Sa production a atteint 48,3 TWh pour l'exercice clos le 31 décembre 2010, soit 6,2 TWh de moins que la production nucléaire de 54,5 TWh pour la période du 6 janvier au 31 décembre 2009. La baisse s'explique principalement par des interruptions de service prolongées imputables à une fuite d'eau dans la cuve de pression de refroidissement du réacteur 21 de Dungeness B, à la réparation du réservoir du réacteur 8 de Heysham 2 et aux réparations de la chaudière à pressuriseur de Sizewell B. Les trois réacteurs ont depuis été remis en service. Si, en 2010, la performance des centrales RAG (à l'exclusion de Sizewell B) n'a été que légèrement inférieure aux bons résultats enregistrés en 2009, l'interruption de service non programmée à Sizewell B a eu une très forte incidence sur la production nucléaire annuelle totale d'EDF Energy.

Durant l'exercice clos le 31 décembre 2010, un programme d'arrêts programmés a été mené sur le parc nucléaire existant. Des arrêts programmés ont été réalisés pour le réacteur 1 de Heysham 1, le réacteur 8 de Heysham 2 et le réacteur 1 de Torness. Des arrêts temporaires, notamment pour des inspections de réacteur, ont également été effectués sur les deux réacteurs de Hinkley Point B et sur le réacteur 4 de Hunterston B. Ce programme d'arrêts s'inscrit dans les efforts permanents destinés à renforcer la fiabilité et la sécurité à long terme du parc nucléaire existant, en promouvant les investissements ciblant principalement la fiabilité du matériel et la réduction des risques de pertes futures.

Statut des centrales

Réacteur 21 de Dungeness B

En 2009, l'arrêt programmé du réacteur 21 de Dungeness B a permis de détecter une fuite d'eau dans la cuve de pression de refroidissement du réacteur. La fuite a été réparée et l'unité a été remise en service le 19 août 2010, après des contrôles supplémentaires.

Sizewell B

Le 17 mars 2010, la centrale Sizewell B a été arrêtée suite à des indications de taux d'humidité anormalement élevés dans l'enceinte de confinement. Celles-ci ont été causées par la panne de plusieurs chaudières à pressuriseur. Les chaudières ont été réparées et la centrale a été remise en service le 30 septembre 2010.

Réacteur 8 de Heysham 2

Durant l'arrêt programmé du réacteur 8 de Heysham 2 en 2010, un composant interne du réacteur, le manchon de la colonne d'inspection de service, s'est avéré déformé. L'unité a été remise en service le 3 décembre 2010, après avoir effectué les réparations et contrôles nécessaires.

Heysham 1

La capacité du réacteur 2 de Heysham 1 a été réduite à environ 80 % de sa charge maximale en octobre 2006 afin de réduire la température de la surface d'une partie interne du réacteur, connue sous le nom de « *hot box dome* », et a plus récemment été limitée à environ 70 % de sa charge maximale. Le processus de dégradation de cette surface pourrait en effet,

s'il n'y était pas remédié dans les trois ans, limiter la production des autres réacteurs de Heysham 1 et de Hartlepool en deçà de leur charge maximale.

Une modification destinée à créer d'autres voies de refroidissement a été réalisée sur le réacteur 1 de Heysham 1 durant son arrêt programmé en 2010. Cette intervention a donné de bons résultats. Il a été annoncé le 11 mars 2011 que cette solution était aussi appliquée au réacteur 2 de Heysham 1 et, après l'intervention, la charge est passée à 90 % environ de la capacité maximale. Cette mesure devrait permettre de faciliter la décision d'allongement de la durée d'exploitation de la centrale et augmentera la production attendue pendant la durée d'exploitation restante.

Accords de Restructuration : coûts liés à la gestion des déchets radioactifs et au démantèlement des centrales

Des accords de restructuration ont été conclus par British Energy le 14 janvier 2005 dans le cadre du plan de restructuration mis en œuvre à partir de 2002 sous l'égide du gouvernement britannique en vue de stabiliser la situation financière de British Energy. En vertu de ces accords de restructuration, et en ce qui concerne les activités nucléaires existantes de British Energy (sous réserve de certaines exceptions) :

- le Nuclear Liabilities Fund, trust indépendant créé par le gouvernement britannique dans le cadre de la restructuration de British Energy, a accepté (sur instructions du secrétaire d'État) de financer, dans la limite de ses actifs : (i) les passifs nucléaires potentiels et/ou latents éligibles (y compris les passifs relatifs à la gestion du combustible usé provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) ; et (ii) les coûts de démantèlement éligibles des centrales nucléaires existantes de British Energy ;
- le secrétaire 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 provenant de l'exploitation de la centrale Sizewell B) et les coûts de démantèlement éligibles, dans les deux cas des centrales nucléaires existantes de British Energy, dans la mesure où ils excèdent les actifs du Nuclear Liabilities Fund ; 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 de British Energy (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 British Energy assume le financement de certains passifs exclus ou non éligibles (principalement ceux qui proviendraient d'une exploitation des centrales non conforme aux règles de sécurité et de prudence) et les obligations potentielles de British Energy Ltd et de British Energy Generation Ltd envers le NLF et le secrétaire d'État au titre de ces passifs éventuels font l'objet de contre-garanties par les principaux membres du groupe British Energy.

Par ailleurs, British Energy a conclu un accord distinct avec la NDA pour la gestion des déchets radioactifs provenant de l'exploitation, à compter du 15 janvier 2005, des centrales de type RAG et n'assume aucune responsabilité quant à ces déchets après leur transfert à Sellafield.

Le secrétaire d'État, EDF et le Nuclear Liabilities Fund ont consenti à des avenants limités aux accords de restructuration précités dans le cadre de l'acquisition de British Energy par Lake Acquisitions. Les avenants limitent notamment, sous réserve de certaines exceptions, la majorité des droits et obligations imposés par les accords uniquement à British Energy, ses filiales et entités affiliées ; en conséquence, ces droits et obligations ne sont pas étendus à EDF ou à ses filiales et entités affiliées. Les avenants n'ont pas d'impact sur les engagements contractuels de financement du secrétaire d'État ou du Nuclear Liabilities Fund à l'égard de British Energy.

Certains avenants reflètent également l'obtention par British Energy d'une meilleure notation après l'acquisition. En particulier, British Energy est tenu de maintenir une réserve de trésorerie minimum. Les avenants ont réduit le niveau minimum de cette réserve à 290 millions de livres sterling. La réserve de crédit pourra être réduite à zéro, si British Energy atteint une notation financière de qualité ou si des lignes de crédit irrévocables d'un même montant sont mises à disposition de British Energy par une entité du groupe EDF disposant d'une notation financière de qualité.

6.3.1.2.4 Division Nouveau Nucléaire

La division Nouveau Nucléaire (Nuclear New Build - « NNB ») est chargée de mener à bien le programme de construction de nouvelles centrales nucléaires d'EDF au Royaume-Uni.

Consultation lancée par le gouvernement britannique concernant le marché de l'énergie et environnement de la planification

Le 20 mai 2010, à la suite des élections en Grande-Bretagne, la coalition gouvernante des conservateurs et libéraux démocrates a publié un document énonçant sa politique et son programme pour des secteurs clés, dont celui de l'énergie. L'Office for Nuclear Development (division du Department of Energy and Climate Change, DECC) a également publié un communiqué confirmant que le Gouvernement poursuivrait son action visant à supprimer les obstacles au déploiement de l'énergie nucléaire, sans toutefois subventionner le secteur.

Le document publié confirmait la volonté de réformer la Commission de Planification de l'Infrastructure (Infrastructure Planning Commission, IPC), non élue, et l'intention de la remplacer par un système efficace et démocratique permettant d'accélérer la réalisation des grands projets d'infrastructure.

La division Nouveau Nucléaire s'est faite confirmer par Sir Michael Pitt, président de l'IPC, dans un courrier officiel, que malgré la volonté du gouvernement de progresser rapidement sur ces points, la plupart de ces changements nécessiteront l'adoption d'une loi et prendront donc un certain temps à être mis en oeuvre. En conséquence, le processus existant d'IPC reste en place et l'examen des demandes ne sera pas reporté dans l'attente de ces changements.

Le 27 juillet 2010, le DECC a publié un rapport annuel sur l'énergie, qui prévoyait notamment la publication d'un document de consultation sur la réforme du marché à l'automne 2010 ainsi que d'un Livre blanc au printemps 2011. Concernant le secteur nucléaire plus spécifiquement, le rapport réaffirmait l'accord de la coalition quant à la poursuite des programmes de construction de nouvelles centrales dès lors qu'aucune subvention publique n'était demandée, et rappelait sa volonté de supprimer les obstacles inutiles à l'investissement.

Le 15 juillet 2010, le DECC a annoncé que le Gouvernement organiserait une autre consultation sur le projet de Déclaration sur la Politique Nationale sur l'énergie, ce qu'a ensuite confirmé le rapport annuel sur l'énergie. En octobre 2010, le secrétaire d'État à l'énergie a annoncé cette nouvelle consultation.

Cette annonce confirmait la décision du secrétaire d'État, autorité compétente conformément à la *Justification of Practices Involving Ionising Radiation Regulations* (réglementation sur la justification des pratiques qui font appel aux rayonnements ionisant) de 2004, qui justifiait la production d'électricité à partir de réacteurs nucléaires AP1000 et EPR.

La loi sur l'énergie de 2008 (*Energy Act*) fixe le cadre garantissant que les exploitants de nouvelles centrales nucléaires remplissent leurs obligations en matière de gestion et d'évacuation des déchets et de frais de démantèlement. L'annonce faite en octobre 2010 précisait également aux exploitants quelles obligations impliquent la constitution de réserves sur des fonds distincts au titre de la *Nuclear Decommissioning and Waste Handling (Designated Technical Matters) Order* de 2010. Si elle est adoptée, cette ordonnance sera suivie par la *Decommissioning and Waste Handling (Finance and Fees)* Regulations de 2010 qui, ensemble, compléteront le cadre légal du financement de la gestion des déchets nucléaires et du démantèlement.

En août, l'Ofgem a publié une décision positive pour les nouvelles constructions nucléaires visant à modifier les exigences du *Grid Code Short Circuit Ratio* pour aménager de très grands générateurs synchrones.

Le 16 décembre 2010, le DECC a lancé sa consultation sur la réforme du marché, tandis que les autorités fiscales britanniques lancaient la leur concernant le mécanisme de prix plancher du carbone. La réforme du marché et l'instauration d'un prix plancher du carbone constituent les principales composantes du cadre qui permettra d'assurer la sécurité de la fourniture énergétique en encourageant les investissements dans toutes les formes de production d'énergie à faible teneur en carbone, notamment le nucléaire. EDF Energy perçoit la mise en œuvre de ces réformes comme une étape essentielle à la construction de nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni.

Le Gouvernement a annoncé en mars 2011 qu'il introduirait dans son budget un prix plancher du carbone pour la production d'électricité à partir de 2013.

Activité de la division Nouveau Nucléaire

EDF Energy prévoit de construire quatre nouvelles centrales nucléaires au Royaume-Uni : des réacteurs jumeaux à Hinkley Point (la première unité devant être mise en service en 2018) et des réacteurs jumeaux à Sizewell (projet encore à l'étude). Les projets devront obtenir les autorisations nécessaires et bénéficier d'un solide cadre d'investissement.

La sécurité est un axe essentiel de la conception de l'EPR. La technologie EPR a déjà été retenue par EDF pour construire la nouvelle centrale nucléaire située sur le site de Flamanville en France. Utiliser cette même technologie, en l'adaptant aux spécificités britanniques, permettra de profiter des avantages qu'offre la standardisation de la construction et de l'exploitation d'une série de centrales. En 2010, l'accent a principalement été mis sur l'évaluation des prototypes standards (Generic Design Assessment « GDA »), la demande d'attribution de licence pour les Sites nucléaires et les activités de planification de la construction et de demande d'autorisation à l'IPC, activités essentielles à l'avancement du projet.

Generic Design Assessment

En septembre 2010, le *Health & Safety Executive* (« HSE ») a publié son dernier bulletin trimestriel sur le processus GDA, qui ne met en exergue aucun « élément bloquant » pour que l'AP 1000 ou l'EPR soient exploités au Royaume-Uni. Ce bulletin a toutefois mis en évidence un certain nombre de questions qui ne devraient pas être résolues avant l'échéance de juin 2011. Dans cette hypothèse, une confirmation temporaire d'acceptation du modèle (*Design Acceptance Confirmation* ou DAC) devrait être émise.

En novembre 2010, la direction nucléaire du HSE a validé le contrôle commande de l'EPR sur lequel elle avait demandé des modifications.

Licence pour les sites nucléaires

Le 21 avril 2010, la division Nouveau Programme Nucléaire a présenté son projet de dossier de demande de licence. Des modalités de gestion sont actuellement en cours d'élaboration et la phase de test a commencé en janvier 2011. La demande de licence officielle devrait être présentée au troisième trimestre 2011 et son obtention est attendue à la mi-2012. La direction nucléaire du HSE et la division Nouveau Nucléaire ont signé, en octobre 2010, un contrat conférant à la NII les pouvoirs pour procéder comme si une licence avait été octroyée pour la fourniture de composants jusqu'à ce que la licence pour le site de Hinkley Point C ou de Sizewell C soit réellement accordée. Ceci permet à la division Nouveau Nucléaire d'entamer le processus d'approvisionnement tout en conférant à la NII l'autorité pour superviser le processus. La division Nouveau Nucléaire aura également l'occasion à ce titre de se préparer à travailler en conformité avec les termes d'une licence d'exploitant nucléaire.

Commission de planification de l'infrastructure

EDF Energy a publié ses « propositions préférées » pour la construction de Hinkley Point C, qui ont été soumises à une consultation publique (deuxième étape) le 9 juillet 2010. La consultation, d'une durée de 12 semaines, s'est achevée le 4 octobre 2010. Plus de 1 700 personnes ont assisté aux manifestations publiques et internes et près de 1 600 ont participé aux réunions pour les fournisseurs et intervenants ainsi qu'aux groupes de concertation. Plus de 800 réponses et 541 questionnaires spécifiques ont été recueillis. La société examine attentivement toutes les réponses dans le cadre de l'élaboration de sa demande de planification officielle.

Une enquête téléphonique menée par un organisme indépendant auprès de 1 000 personnes suggère que les partisans des nouvelles centrales sont quatre fois plus nombreux que leurs adversaires et que 85 % des répondants locaux estiment que le projet de Hinkley Point C est important pour leur bassin d'emploi.

L'équipe de Sizewell continue de planifier la consultation de la première étape. Ainsi, un rapport d'orientation sur l'évaluation des transports a été remis au Conseil du Comté de Suffolk ; il énonce les problématiques et méthodes d'évaluation du réseau de transport de Sizewell proposées.

La réglementation sur les substances radioactives est actuellement en préparation.

Les demandes présentées ou qui seront présentées comportent notamment une demande d'ordonnance de création de port autonome qui est nécessaire pour construire une jetée dans la zone littorale de Hinkley Point, une demande de planification locale et d'autorisation de travaux ainsi qu'une demande de construction de nouveaux abris à chauves-souris et de dérogation pour la perturbation d'espèces protégées européennes. Par ailleurs, l'organisme public Natural England a octroyé une autorisation de réimplantation de blaireaux. Enfin, la division Nouveau Nucléaire devrait sous peu soumettre une demande préliminaire de terrassement au Conseil Général du West Somerset.

Une procédure de passation de marché a été communiquée pour le principal contrat relatif au système d'approvisionnement en vapeur nucléaire. L'organisme de contrôle tiers indépendant a donné son accord et une procédure d'appels d'offres a été lancée pour les ouvrages maritimes, les études de génie civil, les travaux de conception du système d'approvisionnement en vapeur nucléaire, les tuyaux RPE et les principaux travaux de génie civil.

Acquisition et cession de terrains nucléaires
Un accord a été conclu avec le principal propriétaire foncier de Hinkley Point et des discussions avec 30 autres sont en cours eu égard à huit sites de développement associés.

6.3.1.2.5 Centrale à gaz à cycle combiné (CCGT)

EDF Energy construit une nouvelle centrale CCGT d'une capacité nette de 1 311 MW, comprenant trois unités de 437 MW chacune, située à West Burton dans le Nottinghamshire, à proximité de la centrale thermique à charbon existante. Le 30 octobre 2007, le projet de West Burton B a obtenu une autorisation aux termes de la Section 36 de l'*Electricity Act* de 1989. La nouvelle centrale, qui devrait entrer en service commercial début 2012, correspond à une conception propre au groupe EDF, élaborée par les services techniques d'EDF chargés du parc thermique.

6.3.1.2.6 Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations

L'acquisition de British Energy a été soumise par la la Commission européenne à certaines conditions. Le 22 décembre 2008, la Commission européenne a donc approuvé l'opération sous réserve de certains engagements pris par EDF : (i) cession de la centrale électrique à gaz de Sutton Bridge appartenant à EDF Energy ; (ii) cession de la centrale à charbon de British Energy à Eggborough ; (iii) vente d'un volume total minimum d'électricité de 5 à 10 TWh par an sur le marché de gros au Royaume-Uni pour la période 2012-2015 ; (iv) cession, sans conditions, d'un site susceptible de convenir à la construction et à l'exploitation de centrales nucléaires de nouvelle génération situé à côté des stations existantes de British Energy, Heysham ou Dungeness, au choix de l'acquéreur potentiel ; et (v) renonciation à l'un des trois accords de raccordement au réseau de Hinkley Point. Ces engagements doivent être mis en œuvre au cours des prochaines années, à l'exception de la cession de la centrale d'Eggborough et la renonciation à l'un des trois accords de raccordement au réseau de Hinkley Point qui ont déjà été réalisés.

Par conséquent, en application de ces engagements, Sutton Bridge est actuellement gérée de façon indépendante par un gestionnaire distinct dans le cadre d'accords de gestion indépendante. Sutton Bridge, située dans le Lincolnshire, est une centrale CCGT dotée d'une capacité de 819 MW. Mise en service en mai 1999, elle a été achetée par EDF Energy à Enron en avril 2000.

Sutton Bridge est exploitée dans le cadre d'un contrat de capacité et de péage. Pour honorer l'engagement de cession pris, EDF Energy a dû mettre en place un contrat de péage (*tolling)* virtuel pour Sutton Bridge, en vertu duquel un péagiste tiers bénéficie de la production de la centrale ainsi que de tous les avantages et obligations qui y sont associés.

Options sur Eggborough
Indépendamment de l'engagement pris par EDF envers la Commission européenne de vendre la centrale d'Eggborough, les créanciers (les banques d'Eggborough) ont reçu, dans le cadre de la restructuration de British Energy en 2005, une option d'achat à prix fixe sur la centrale d'Eggborough. Cette option avait, depuis, été cédée à des tiers. L'option a été exercée par ses titulaires avant sa date d'expiration du 31 août 2009, et finalisée avec succès le 31 mars 2010, le transfert de propriété d'Eggborough étant effectif à cette date. Les calculs finaux des ajustements de la contrepartie sont en cours de réalisation.

En conséquence, EDF Energy considère que l'engagement pris envers la Commission européenne a été rempli.

6.3.1.3 Jeux olympiques de Londres 2012

EDF est le partenaire officiel « *Energy utility services* » et un des partenaires « Développement durable » des Jeux Olympiques de Londres 2012. EDF a été le premier partenaire « Développement durable » désigné et le deuxième partenaire officiel de premier rang après Lloyds TSB. À la fin de l'année 2010, il y avait sept partenaires officiels de premier rang incluant Lloyds TSB, Adidas, BT Group plc., BP group plc., British Airways et BMW ainsi que Sainsbury, partenaire officiel des Jeux Paralympiques. On compte également sept partenaires officiels de deuxième rang et 19 partenaires officiels et fournisseurs officiels de troisième rang.

Au titre de ce partenariat, EDF Energy fournira l'énergie des Jeux Olympiques de Londres 2012 à partir de sources nucléaire et d'énergie renouvelable. EDF Energy fournira également un combustible à faible émission carbonée pour la flamme et la vasque olympiques. Le développement durable restera un thème central du partenariat, l'objectif d'EDF étant de diffuser sa vision « Changer l'énergie ensemble ».

6.3.2 Allemagne – EnBW

EnBW est le troisième énergéticien allemand après E.ON et RWE et avant Vatenfall Europe par le chiffre d'affaires réalisé et le nombre de clients. Par ailleurs, il est le premier énergéticien dans sa zone de développement historique : le Bade-Wurtemberg. Son domaine d'activité dans l'électricité comprend la production, le transport, la distribution, la commercialisation et le trading. EnBW est également présent dans le secteur du gaz (*midstream* : accords d'importation, infrastructures, stockage de gaz, trading/gestion de portefeuille – *downstream* : transport, distribution et vente) et fournit des services énergétiques. EnBW détient des participations dans de nombreuses régies communales dans le Bade-Wurtemberg.

Ailleurs en Allemagne, EnBW participe également à des régies communales et a développé, à l'échelle nationale, un commercialisateur d'électricité indépendant, la société Yello, le fournisseur d'électricité en Allemagne qui a le plus de clients en dehors de sa zone historique.

En 2010, EnBW a réalisé un chiffre d'affaires de 17,509 milliards d'euros et un EBITDA de 3,280 milliards d'euros [1]. EnBW, dont les titres sont admis aux négociations aux bourses de Francfort et de Stuttgart, publie un certain nombre d'informations, notamment son rapport annuel, qui sont disponibles sur son site Internet www.enbw.com.

Évolution récente de la participation dans EnBW

Compte tenu des accords signés le 6 décembre 2010 portant sur le rachat par le Land du Bade-Wurtemberg de la participation d'EDF dans EnBW, la société n'est plus consolidée à compter du 6 décembre 2010 par intégration proportionnelle à hauteur de 46,07 % dans les comptes consolidés du groupe EDF mais sa contribution figure sous les rubriques « actifs détenus en vue de la vente » et « passifs détenus en vue de la vente » au bilan et est traité en « activités en cours de cession » au compte de résultat et dans le tableau des flux de trésorerie conformément à la

1. *Source : Rapport Annuel EnBW 2010.*

norme IFRS 5 (voir la note 4.1.1 de l'annexe aux comptes consolidés de l'exercice clos au 31 décembre 2010).

A la suite de la finalisation de la cession par le Groupe de sa participation dans EnBW le 17 février 2011 (voir ci-dessous), le groupe EDF ne détient plus d'actions EnBW à la date de dépôt du présent document de référence.

Historique de la participation d'EDF dans EnBW

L'acquisition en 2000 par le groupe EDF d'une participation au capital d'EnBW avait permis au Groupe d'entrer sur le marché allemand de l'énergie.

Depuis cette acquisition, EnBW s'était profondément transformé, en se développant notamment sur de nouveaux marchés au plan national, hors du Bade-Wurtemberg, avec l'acquisition de Stadtwerke Düsseldorf, la prise de participation stratégique dans le distributeur d'électricité et de gaz EWE et les acquisitions et développements de parcs éoliens sur terre et mer. EnBW s'était également plus récemment développé à l'international avec notamment la prise de contrôle du distributeur d'électricité de la ville de Prague en République Tchèque. Enfin, grâce au développement de sa marque Yello, EnBW avait gagné plus d'un million de clients sur l'ensemble de l'Allemagne. La société avait également renforcé son parc de production en construisant des centrales thermiques et hydrauliques ainsi que par l'acquisition et l'échange de capacités de production.

Fin 2010, les autorités politiques du Land de Bade-Wurtemberg ont souhaité doter EnBW d'un actionnariat régional fort pour recentrer les activités de l'entreprise sur le Bade-Wurtemberg.

Par ailleurs, après dix ans de coopération, le groupe EDF devait entrer, dans un environnement économique incertain et complexe, dans une phase de renégociation du pacte d'actionnaires avec OEW (voir ci-dessous), le partenaire avec qui il co-contrôlait EnBW.

Compte tenu de ces éléments, le Conseil d'administration d'EDF réuni le 6 décembre 2010 a approuvé l'acceptation par EDF International de l'offre du Land de Bade-Wurtemberg de rachat de la participation de 45,01% du groupe EDF dans EnBW à un prix de 41,5 € par action. OEW en revanche a choisi de ne pas accepter l'offre du Land et de ne pas exercer son droit de préemption sur la participation d'EDF International dans EnBW.

L'offre du Land ne prévoyait l'octroi d'aucune garantie de passifs du groupe EDF sur EnBW et comportait un acompte de 1,5 euro par action, soit un montant total de 169 millions d'euros payé le 16 décembre 2010, le versement du solde de 4,5 milliards d'euros environ étant intervenu au closing le 17 février 2011 après levée des conditions suspensives. Compte tenu de la déconsolidation de la dette, cette cession a permis une réduction de la dette du Groupe de l'ordre de 7,1 milliards d'euros en 2011.

Pacte d'actionnaires

EDF et OEW avaient conclu un pacte d'actionnaires le 26 juillet 2000, aux termes duquel ils étaient convenus de détenir ensemble, et à parité, la majorité du capital d'EnBW et de contrôler la société conjointement. Le pacte précisait qu'EnBW devait être le véhicule exclusif d'EDF en Allemagne pour tout investissement relatif aux activités d'électricité, de gaz et de déchets, sauf si OEW ou EnBW déclinait l'investissement proposé.

EDF et OEW étaient tenus de se concerter afin d'exercer uniformément leurs droits de vote au sein des organes sociaux de la société EnBW et d'adopter une position uniforme sur les décisions les plus importantes concernant celle-ci. EDF disposait par ailleurs d'un droit de vote décisif pour les décisions relatives à la mise en œuvre du plan de développement à moyen terme d'EnBW tel qu'élaboré par les parties.

Sur un total de 20 membres au Conseil de surveillance, EDF disposait de cinq représentants et OEW de quatre (dont le Président avec voix prépondérante), dix membres étaient désignés par les salariés d'EnBW et le dernier membre était désigné conjointement par EDF et OEW. L'un des membres du Directoire d'EnBW (sur un total de cinq) était désigné par EDF.

Le pacte venait à échéance au plus tôt le 31 décembre 2011, mais il devait demeurer en vigueur aussi longtemps qu'EDF et OEW disposaient ensemble de la majorité du capital, et chacun d'au moins 17 % du capital.

Filiales et participations communes entre EDF et EnBW

EDF et EnBW ont créé ensemble à parité une filiale en vue de développer ensemble des capacités de stockage de gaz naturel à Etzel dans le nord de l'Allemagne.

EDF et EnBW détiennent chacun 50 % de la société Rheinkraftwerke Iffezheim GmbH qui détient et exploite la centrale hydroélectrique d'Iffezheim sur le Rhin, côté allemand. Celle-ci dispose de quatre turbines d'une capacité installée totale de 110 MW. Une cinquième turbine de 38 MW est en cours de construction, dont la mise en service est prévue en 2012.

EnBW détient 32,44 % de la société de production d'électricité ERSA, contrôlée par EDF, dans la région de Rybnik qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW.

EnBW détient par ailleurs une participation de 15,59 % dans le cogénérateur Kogeneracja de la région de Wroclaw (dont le groupe EDF détient 33,40 %). 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).

Enfin, EnBW détient 2,3 % du capital de l'énergéticien suisse Alpiq, dont EDF est actionnaire à hauteur de 25 %.

6.3.3 Italie

Le groupe EDF est principalement présent en Italie au travers de sa participation dans Edison, le deuxième acteur des marchés italiens de l'électricité et du gaz. Au 31 décembre 2010, le Groupe détient directement 19,36 % du capital d'Edison (18,96 % des intérêts économiques en tenant compte de la catégorie des actions d'épargne [1]) et 50 % du capital de Transalpina di Energia (« TdE ») qui détient elle-même 61,28 % du capital d'Edison (60 % des intérêts économiques). La participation directe et indirecte d'EDF dans Edison atteint donc 50 % des droits de vote et 48,96 % des intérêts économiques.

Les accords conclus par le Groupe avec la société A2A Spa (anciennement AEM Milano) au cours de l'année 2005, ont permis la prise de contrôle conjointe d'Edison par EDF et A2A Spa. Les modalités de cette prise de contrôle sont décrites à la section 6.3.3.1.2 (« Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A ») ci-dessous.

Par ailleurs, le groupe EDF détient en Italie les principales filiales et participations suivantes au 31 décembre 2010 :

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.*

- Fenice : le Groupe détient 100 % du capital de la société Fenice spécialisée dans la production d'électricité, la fourniture de services énergétiques, le traitement des déchets industriels solides et liquides et les activités environnementales ;
- Sviluppo Nucleare Italia ("SNI") : le Groupe détient à 50 % de la société Sviluppo Nucleare Italia, joint venture détenue à parité avec Enel (voir section 6.3.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie »)).

Les groupes Dalkia, EDF Energies Nouvelles et EDF Energies nouvelles réparties détiennent également des filiales et participations en Italie.

Enfin, EDF met en œuvre l'accord de partenariat industriel conclu avec Enel sur le nucléaire et poursuit l'étude de la mise à disposition d'énergie thermique en France et des contreparties qu'Enel pourrait fournir en Europe (voir section 6.2.1.1.3.5 (« Préparation de l'avenir du parc nucléaire en France ») pour une description des principaux termes de l'accord signé avec Enel). Enel, en application de l'accord sur le nucléaire, a déjà détaché plusieurs ingénieurs en formation dans les services d'EDF ainsi que sur le chantier de l'EPR de Flamanville 3, et a exprimé son intérêt pour participer au projet EPR de Penly. Voir également section 6.3.3.3 (« Relance du nucléaire en Italie ») ci-dessous, concernant l'implication du Groupe dans la relance de la production d'énergie nucléaire en Italie.

Après le séisme japonais et ses conséquences sur la centrale de Fukushima, un moratoire sur la relance du nucléaire en Italie a été décidé en Conseil des ministres le 23 mars 2011 (6.3.3.3 « Relance du Nucléaire en Italie »).

6.3.3.1 Edison

Edison est la plus ancienne compagnie électrique italienne, et actuellement le deuxième acteur du marché italien de l'électricité (les principaux concurrents étant l'acteur national Enel, en première position, ainsi que ENI, E.ON, Tirreno Power, A2A) et du marché du gaz (les principaux concurrents étant ENI et Enel).

En 2010, la production électrique nette d'Edison en Italie s'est élevée à 41,8 TWh, ce qui représente 15 % de la production nette italienne d'électricité (41,6 TWh et 15 % en 2009), et l'activité de gaz en Italie a porté sur 15,8 Gm^3, soit 19 % de la demande italienne de gaz (13,2 Gm^3 et 17,0 % en 2009). Les activités de production d'hydrocarbures d'Edison en Italie et à l'étranger ont augmenté par rapport à 2009 atteignant un niveau de 2 Gm^3 pour la production de gaz et de 3,5 millions de barils pour la production d'hydrocarbures.

En 2010, le groupe Edison a réalisé un chiffre d'affaires de 10 446 millions d'euros et a généré un excédent brut d'exploitation (EBITDA) de 1 369 millions d'euros [1]. Dans les comptes consolidés du groupe EDF au 31 décembre 2010, Edison est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 48,96 %.

Edison est cotée à la bourse de Milan et à ce titre, publie un certain nombre d'informations, et notamment son rapport annuel, qui sont disponibles sur son site Internet (www.edison.it).

6.3.3.1.1 Intérêt stratégique de la participation dans Edison

Les marchés italiens de l'énergie présentent un intérêt stratégique fort pour EDF : le marché italien du gaz est le troisième marché de l'Union européenne en taille, et le marché électricité, quatrième plus gros marché européen, est un marché connexe au marché français, qui jusqu'à présent bénéficie structurellement d'un niveau moyen de prix élevés. Le positionnement actuel et les ambitions de développement d'Edison permettent au Groupe de mettre en œuvre une stratégie équilibrée en Italie, fondée sur les ambitions d'Edison de gérer et développer son parc de production électrique, son portefeuille clients et ses activités gazières.

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

Le groupe EDF peut bénéficier, dans le cadre de la mise en œuvre de sa stratégie gazière, des compétences développées depuis de nombreuses années par Edison sur l'ensemble de la chaîne allant de l'exploration/production à la commercialisation directe du gaz naturel.

6.3.3.1.2 Prise de contrôle conjoint d'Edison par EDF et A2A

Le 12 mai 2005, EDF, AEM Milano, WGRM Holding 4 S.p.A. (« WGRM », filiale à 100 % d'EDF), et Delmi S.p.A. (« Delmi », filiale à 95 % d'AEM Milano à cette date) ont signé un *Structure Agreement* et un *Shareholders' Agreement* de droit italien relatifs à la mise en œuvre de leur projet de prise de contrôle conjoint d'Edison et à l'exercice de ce contrôle. À cet effet, une société holding commune, Transalpina di Energia S.p.A. (« TdE »), dont WGRM et Delmi détiennent chacun 50 % du capital, a été constituée.

Depuis le 1er janvier 2008, AEM Milano est devenu A2A S.p.A (« A2A ») après sa fusion avec ASM Brescia S.p.A., ex-régie de la ville de Brescia, en Lombardie. A2A est un opérateur italien intégré coté à la bourse de Milan, exerçant des activités de production, d'importation, de commercialisation, de distribution et de vente au client final d'électricité et de gaz ainsi que des activités de traitement de déchets et de chauffage urbain.

Delmi est contrôlée à hauteur de 51 % du capital et des droits de vote par A2A, à hauteur de 35 % par des partenaires industriels (ENIA devenue IREN après fusion avec Iride, SEL et Dolomiti Energia) et à hauteur de 14 % par des opérateurs financiers.

Le groupe EDF détient aussi directement 18,96 % d'Edison au travers de sa filiale MNTC (voir l'organigramme figurant au chapitre 7 du présent document de référence).

Dispositions spécifiques du *Structure Agreement*

Le *Structure Agreement*, dont les stipulations resteront en vigueur jusqu'au 31 décembre 2020, intègre une disposition relative au changement de contrôle d'A2A ou de Delmi. Dans l'hypothèse où un tiers autre que la commune de Milan viendrait à acquérir le contrôle d'A2A ou dans l'hypothèse où un tiers autre qu'A2A viendrait à nommer la majorité des membres du conseil d'administration de Delmi, cette clause donne à EDF le droit de racheter la participation de Delmi dans TdE en application d'une option d'achat (*call option*). Le *Structure Agreement* contient une disposition similaire en ce qui concerne EDF et WGRM vis-à-vis d'A2A.

Exercice du contrôle conjoint d'Edison

Le *Shareholders' Agreement* régit à la fois les relations des actionnaires de TdE, l'exercice du contrôle sur Edison et les relations d'EDF et A2A vis à vis de TdE et d'Edison.

1. *Source : Rapport Annuel Edison 2010.*

TdE

Le conseil d'administration de TdE est composé de 10 membres élus par l'Assemblée des actionnaires, cinq désignés par EDF et cinq désignés par Delmi. Delmi désigne l'administrateur délégué (fonction pouvant être comparée à celle exercée par un directeur général en droit français) de TdE, et EDF désigne le président du conseil d'administration.

Les réunions du conseil d'administration nécessitent un quorum de huit membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de huit membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Edison

Aux termes du *Shareholders' Agreement,* le conseil d'administration d'Edison est composé de 13 membres élus par l'Assemblée des actionnaires. Ces membres doivent être les cinq administrateurs de TdE désignés par EDF, les cinq administrateurs de TdE désignés par Delmi, deux administrateurs indépendants (EDF et Delmi en désignant chacun un) et, depuis le 2 avril 2008, un administrateur nommé par les minoritaires par scrutin de liste.

Delmi désigne le président du conseil d'administration et le directeur financier d'Edison (« CFO »), qui peut être administrateur ; EDF désigne l'administrateur délégué (« CEO ») et le directeur général opérationnel (COO). Les réunions du conseil d'administration nécessitent un quorum de dix membres et les décisions sont prises à la majorité qualifiée de dix membres. Aucun des administrateurs ne dispose de droit de vote prépondérant.

Dispositions spécifiques du *Shareholders' Agreement*

Le *Shareholders' Agreement,* entré en vigueur le 15 septembre 2005, prévoit comme principe fondamental que la gouvernance d'Edison sera déterminée au niveau de TdE exclusivement.

Aucune décision ne peut être prise au niveau des organes de gouvernance d'Edison ou de TdE sans le vote favorable d'EDF et de Delmi. Le *Shareholders' Agreement* prévoit une procédure de règlement des désaccords entre EDF et Delmi au conseil d'administration de TdE ou d'Edison, ainsi qu'à l'Assemblée générale de TdE, sur des sujets majeurs limitativement énumérés. Si le désaccord sur l'un de ces sujets n'est pas résolu dans un délai de vingt jours à compter de la date où il est apparu, suivant la procédure de règlement prévue, il sera procédé à la dissolution de TdE.

En cas de dissolution de TdE, le liquidateur nommé en application du droit italien procédera à la mise aux enchères des actifs de TdE (à savoir, les actions d'Edison). Les enchères seront ouvertes à EDF et Delmi (ou A2A), seuls ou avec des partenaires, et à tout tiers qui y serait intéressé. Les actifs seront vendus à celui proposant la meilleure offre. Si cette meilleure offre est remise par un tiers, EDF et A2A auront chacun le droit de surenchérir une fois et d'au moins 5 % sur le prix offert par le tiers. Si EDF et A2A proposent chacun une surenchère, les actifs seront vendus à celui proposant l'offre la plus élevée.

Le *Shareholders' Agreement* a une durée minimale de trois ans (cinq ans si Edison cesse d'être cotée) et est ensuite renouvelable automatiquement pour la même durée, sauf dénonciation par l'une des parties, dans un délai de six mois avant son terme.

Le pacte a été prorogé en 2008 pour une première période de 3 ans se terminant le 15 septembre 2011.

Dans le cadre de leurs discussions portant sur un nouveau projet industriel pour Edison et sur la structure actionnariale de TdE, A2A, Delmi et EDF sont convenus le 15 mars 2011 d'amender le pacte d'actionnaires relatif à Edison et TdE par un avenant. Le délai pour dénoncer le pacte a ainsi été prolongé jusqu'au 15 septembre 2011. Si aucune objection au renouvellement du pacte d'actionnaires n'est notifiée par l'une des parties d'ici la date limite du 15 septembre 2011, celui-ci sera renouvelé pour 3 ans supplémentaires, soit jusqu'au 15 septembre 2014. Si une partie notifiait d'ici là une objection, il serait alors procédé à la dissolution de TdE selon le processus de mise aux enchères décrit ci-dessus, étant précisé qu'il ne pourrait débuter avant le 15 juin 2011.

L'avenant au pacte prévoit également la nomination des conseils d'administration d'Edison et de TdE, pour une période d'un an, par les assemblées générales d'Edison et de TdE qui approuveront les comptes annuels.

Il sera automatiquement mis fin au *Shareholders' Agreement* si EDF ou A2A ne détiennent plus (directement ou indirectement) 50 % au moins des droits de vote pouvant être exercés aux assemblées d'actionnaires de TdE ou si Delmi est liquidée. EDF pourra mettre fin au Shareholders' Agreement si A2A cesse de détenir la majorité des droits de vote de Delmi ou cesse de désigner la majorité des membres du conseil d'administration de Delmi.

A2A pourra résilier le *Shareholders' Agreement* si EDF cesse de détenir directement 100 % du capital de WGRM ou si WGRM exerce une quelconque activité substantielle autre que la gestion de sa participation dans TdE ou Edison.

6.3.3.1.3 Activités d'Edison dans le secteur de l'électricité

Edison occupe, derrière Enel, la deuxième position sur le marché italien de la production d'électricité.

Production

La capacité de production installée du groupe Edison s'élevait au 31 décembre 2010 à 12,5 GW (intégrant 50 % de la capacité installée d'Edipower soit 3,8 GW) pour une production nette d'électricité en Italie de 41,8 TWh en 2010 (incluant l'énergie provenant des 50 % de la capacité de production d'Edipower) [1].

En 2010, dans un contexte économique et de marché encore difficile, Edison a réduit son exposition au marché des commodités et a augmenté fortement ses achats en bourse (+60 % par rapport à 2009) optimisant ainsi ses sources d'approvisionnement. La production de la centrale de Sallonicco d'Elpedison Power SA en Grèce a atteint 0,9 TWh.

Edison détient, au 31 décembre 2010, 50 % du capital et des droits de vote d'Edipower, conformément aux accords conclus entre les actionnaires. Edison dispose au titre d'un contrat de péage (« *tolling* ») (droit de tirage sur les capacités de production à un prix convenu) pour les centrales thermiques et d'un *Power Purchase Agreement* pour les centrales

1. *Source : Edison.*

hydroélectriques, d'un droit à 50 % des capacités de production thermique et hydroélectrique existantes et futures d'Edipower entre le 1er janvier 2004 et le 31 décembre 2011. Les 50 % résiduels sont répartis entre Alpiq (20 %), A2A (20 %) et IREN (10 %), étant précisé que les contractants sont engagés solidairement à l'égard d'Edipower et seraient, en cas de défaillance de l'un d'entre eux, obligés d'acheter la quantité d'énergie revenant au contractant défaillant à hauteur de leur quote-part respective.

Le parc de production et la production correspondante d'Edison, incluant sa part dans Edipower, sont les suivants :

Capacité installée et production 2010 du groupe Edison (1)

Edison + 50 % Edipower	Capacité installée		Production	
	GW	%	TWh	%
Thermoélectrique	10,3	83	35,4	85
Hydroélectrique	1,7	14	5,8	14
Renouvelables	0,4	3	0,7	1
TOTAL	**12,5**	**100**	**41,8**	**100**

(1) Source : Edison

Projets de développement

Depuis fin 2007, Edison a atteint ses objectifs en termes de capacité de production électrique en Italie et se concentre sur la consolidation de ses positions sur le marché italien en se renforçant notamment dans le secteur des énergies renouvelables. En août 2010, elle a ainsi acquis le champ éolien de Melissa de 26 MW.

En Grèce, la société Elpedison, joint venture entre Edison et le partenaire local Hellenic Petroleum, a mis en service à l'automne 2010 la nouvelle centrale à cycle combiné de Thisvi (420 MW), qui s'ajoute à la centrale à cycle combiné déjà en service de Salonicco (390 MW).

Fin des contrats CIP6/92

En 2010, la puissance installée des centrales d'Edison bénéficiant de la subvention CIP6 (régime caractérisé notamment par un tarif de vente attractif au regard du prix moyen de marché), est d'environ 1,6 GW.

Le 2 décembre 2009, le ministère du Développement Economique a publié un décret prévoyant les conditions économiques d'une résiliation anticipée, sur base volontaire, des conventions CIP6.

Le premier décret d'application, entré en vigueur le 29 septembre 2010, détaille les conditions de résiliation pour les centrales utilisant des combustibles fossiles. Edison, qui avait déjà exprimé en décembre 2009 son intérêt pour évaluer les conditions de sortie du régime CIP6, a choisi d'adhérer à la convention de résiliation pour les centrales de Jesi, Milazzo, Porto Viro et Porcari.

Le deuxième décret, concernant les centrales CIP6 utilisant les combustibles issus de processus industriels, comme c'est le cas des centrales d'Edison de Taranto et Piombino, n'a pas encore été publié.

Structure des ventes et commercialisation

Edison a vendu en 2010, 71,9 TWh d'électricité, dont 41,8 TWh produits et 30,1 TWh achetés sur les marchés. Par ailleurs, dans un cadre d'extrême volatilité du marché et afin de réduire son exposition aux fluctuations des prix, Edison a privilégié les ventes en gros à terme (+74,5 % par rapport à 2009) et les ventes aux clients finals (+9,2 % par rapport à 2009) au détriment des ventes sur le marché spot.

En effet, l'activité de commercialisation d'Edison, précédemment concentrée essentiellement sur les clients entreprises et les PME/PMI, s'est développée dès fin 2008 tant sur le segment de la clientèle des professionnels que sur celui de la clientèle résidentielle. Edison, qui a aussi lancé une offre duale électricité-gaz, a annoncé en novembre 2010 avoir désormais atteint 1 million de clients sur l'ensemble du segment résidentiel.

6.3.3.1.4 Activités d'Edison dans le secteur des hydrocarbures

Edison occupe, après ENI, la deuxième position sur le marché italien pour l'approvisionnement du gaz en Italie, avec une part de marché de 19 % en 2010 [1].

En 2010, Edison a acheté pour 15,3 Gm^3 de gaz, auxquels viennent s'ajouter 2,0 Gm^3 de production propre (dont 0,5 en Italie). Sur les 15,3 Gm^3 d'achats, 7,7 Gm^3 correspondent aux importations via pipeline, 5,8 Gm^3 aux importations GNL. Les 1,8 Gm^3 restant incluent notamment les achats domestiques, les variations de stocks et les pertes réseau.

En 2010, Edison a destiné 1,5 Gm^3 de gaz au secteur industriel, 3,0 Gm^3 au secteur résidentiel et 10,3 Gm^3 au secteur thermoélectrique incluant les besoins de gaz propres d'Edison ainsi que ceux des tiers pour la production d'électricité.

Le portefeuille gaz d'Edison s'appuie sur des contrats long terme, ce qui a permis dans le passé et continue à permettre à Edison la sécurisation à moyen et long terme de l'approvisionnement en gaz.

Edison, selon les termes du contrat signé en mai 2005 avec ses partenaires ExxonMobil et Qatar Petroleum, dispose, pendant 25 ans, de 80 %, soit 6,4 Gm^3/an de la capacité du nouveau terminal *offshore* de regazéification de Rovigo (8 Gm^3/an), qui a été mis en service à l'automne 2009. Ce terminal est alimenté à partir de gaz Qatari.

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

Edison participe à deux projets d'infrastructure d'importation de gaz : le GALSI, gazoduc destiné à relier l'Algérie et l'Italie par la Sardaigne (capacité annuelle de 8 Gm^3) et l'ITGI (Interconnexion Turquie-Grèce-Italie), gazoduc destiné à permettre le transit de gaz provenant notamment des pays de la

mer Caspienne via la Turquie, la Grèce et l'Italie et dont une ramification dite IGB (Interconnexion Grèce-Bulgarie) reliera la Grèce et la Bulgarie.

En exploration-production (E&P), au 31 décembre 2010, Edison est active à travers 60 concessions et permis d'exploration en Italie et 20 à l'étranger et dispose de 52,8 milliards de mètres-cubes équivalents de réserves. En 2010, l'activité E&P a été marquée par la reprise de la production du champ pétrolier « Vega » (dans le Canal de Sicile et opéré par Edison qui en détient 60%) grâce à la mise en place du *Floating Storage and Offloading* (FSO). A l'étranger, l'actif le plus important d'Edison est le gisement d'Aboukir en Égypte dont Edison a acquis, début 2009, les droits d'exploration, de production et de développement pour une durée initiale de 20 ans, prolongeable pour 10 ans sur demande d'Edison. Ce gisement, qui a produit en 2010 1,0 Gm^3 de gaz naturel et 1,1 million de barils de pétrole contribue à l'objectif de couvrir 15% des besoins d'approvisionnement d'Edison avec sa production propre. En 2010, la production de pétrole d'Edison a été de 3,5 millions de barils contre 2,7 millions en 2009.

Par ailleurs, début 2011, Edison a annoncé avoir remporté trois nouvelles licences d'exploration d'hydrocarbures. En mer de Barents et en mer de Norvège, Edison aura le rôle d'opérateur avec 60 % dans les joint ventures avec North Energy ASA. En mer du Nord, Edison détient 10 % dans une joint venture formée avec Talisman Energy qui aura le rôle d'opérateur (40 %), Det Norske ASA (20 %), Skagen (10 %) et Petoro AS (20 %).

Enfin, concernant l'activité de stockage, Edison compte augmenter sa capacité en Italie, grâce au renforcement des sites de Cellino, Collalto et au développement de nouvelles concessions dont notamment celle de San Potito-Cotignola.

6.3.3.2 Fenice

Fenice, détenue à 100 % par EDF regroupe en Italie, en Espagne, en Pologne et en Russie des installations de production électrique, de chaleur, d'air comprimé ainsi que les réseaux de distribution associés et des actifs environnementaux historiquement liés aux sites industriels du groupe Fiat auprès duquel le groupe EDF a acquis sa participation dans cette société. Aujourd'hui, les activités de Fenice sont centrées sur la fourniture de services énergétiques et environnementaux dans les secteurs publics et industriels, avec un développement rapide de nouvelles installations de cogénération (production combinée d'électricité et de chaleur) ou trigénération (production combinée d'électricité, de chaleur et de froid).

En 2010, Fenice a réalisé un chiffre d'affaires de 473 millions d'euros.

Fenice intervient principalement 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). Les projets dans le domaine des activités environnementales (assainissements, surveillance continue des installations, ingénierie de l'environnement, analyses de laboratoire, gestion et incinération des déchets) se développent de manière importante notamment grâce à l'augmentation des demandes de prestation de services et des interventions en matière d'écologie et d'hygiène dans les secteurs public et industriel.

En termes d'actifs énergétiques, Fenice détient au total au 31 décembre 2010 des capacités de production d'électricité à hauteur de 508 MW et de production de chaleur à hauteur de 3 192 MWth.

En Italie, Fenice possède 60 sites de production d'énergie thermique (vapeur, eau surchauffée, eau chaude), d'électricité et d'air comprimé.

Par ailleurs, Fenice exploite et entretient pour le compte de tiers à cette même date 8 centrales de production à cycle combiné dont 6 qui bénéficient du régime « CIP6/92 ».

Le principe du maintien et du développement des relations industrielles et commerciales avec le groupe Fiat a été fixé lors de la cession de Fenice à EDF. Le groupe Fiat a ainsi conclu avec Fenice en 2002 des contrats de prestation de services d'une durée minimale de 8 ans qui ont entraîné des transferts d'actifs à Fenice. Ces contrats ont fait l'objet à la fin de l'année 2006 d'une renégociation ayant abouti à une prolongation de leur durée jusqu'à fin 2012 ainsi qu'à de nouveaux développements. Dans l'hypothèse où ces contrats ne seraient pas renouvelés en 2012, Fiat s'est engagé à racheter à Fenice l'ensemble des actifs utilisés au titre desdits contrats pour un montant correspondant à la part non-amortie de ces actifs. Le personnel exploitant les actifs serait retransféré à Fiat.

Hors Italie, Fenice possède deux filiales détenues à 100 % en Espagne et en Pologne respectivement « Fenice Instalaciones Iberica » et « Fenice Poland S.p.z.o.o ». Ces deux sociétés interviennent principalement dans le domaine de la gestion externalisée et l'exploitation de centrales thermiques avec production combinée d'électricité, de chaleur et de froid. Elles assurent également différents services énergétiques et environnementaux associés (chaud ou froid, air comprimé, gaz industriels, traitement des déchets et effluents liquides). Fenice détient également à 100% une troisième filiale en Russie, Fenice Rus, créée en novembre 2009 dans le but de commercialiser des services dans le domaine de l'efficacité énergétique. Deux premiers contrats ont déjà été conclus avec des sociétés russes. Fenice détient également 50 % de la société Interenergoeffect, joint venture constituée avec la société russe Inter RAO (société cotée détenue majoritairement par des capitaux publics) dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie.

Par ailleurs, Fenice développe une activité dans les métiers de l'environnement : construction et exploitation de centrales de traitement des eaux industrielles, exploitation d'un incinérateur de déchets industriels et urbains, activités de consultance environnementale, etc.

Depuis son acquisition par le groupe EDF, Fenice poursuit une politique de diversification de sa clientèle et de ses secteurs d'activités. Cette politique a été renforcée depuis le début de la crise économique de fin 2008, qui a impacté fortement l'industrie de l'automobile, afin de s'orienter prioritairement sur les axes suivants :

- le renforcement de la relation avec son client historique, le groupe Fiat, à travers la mise en œuvre d'un partenariat stratégique industriel permettant de préparer le renouvellement des contrats de fin 2012 ;
- la réorientation de ses activités de développement centrées principalement sur l'efficacité énergétique et les services environnementaux sur des marchés cibles, à travers la mise en œuvre de partenariats stratégiques. Fenice a initié le développement de ces activités en Espagne, Pologne, Russie et Chine ainsi que dans les pays d'Europe centrale bénéficiant de systèmes incitatifs existants ou en cours de mise en œuvre.

6.3.3.3 Relance du nucléaire en Italie

Dès 2008, le gouvernement italien a clairement affiché sa volonté de relancer la filière nucléaire en Italie, avec des objectifs ambitieux : atteindre à terme une production d'énergie nucléaire de l'ordre de 25 % avec des nouvelles centrales nucléaires italiennes (de huit à dix centrales) dont les premières tranches seraient opérationnelles d'ici 2020. Dans ce cadre, une étape importante avait été marquée avec l'accord-cadre signé entre la France et l'Italie, lors du sommet franco-italien du 24 février 2009 portant sur la collaboration en matière nucléaire et couvrant l'intégralité de la filière (de la recherche au retraitement des déchets).

Lors de ce sommet, des accords entre EDF et Enel ont été aussi signés, prévoyant notamment d'étendre la participation d'Enel dans le nouveau programme nucléaire français en l'associant à la construction et l'exploitation du nouveau réacteur EPR de Penly, et de créer une joint venture à parité entre EDF et Enel, chargée de réaliser les études de faisabilité pour le développement d'au moins 4 réacteurs EPR en Italie.

Dans ce cadre, EDF et Enel ont créé au troisième trimestre 2009 la joint venture dénommée Sviluppo Nucleare Italia (« SNI »). Pour chacun des projets, une fois que l'étude de faisabilité aura été achevée et que la décision formelle d'investissement aura été prise, sera étudiée la possibilité de faire participer d'autres partenaires dans les sociétés qui construiront, détiendront et exploiteront les futures centrales nucléaires de type EPR, qu'EDF et Enel souhaitent développer en Italie.

Dans le prolongement de ces accords, à l'occasion du cinquième sommet franco-italien du 9 avril 2010, des accords de partenariat ont été signés. EDF et Enel ont signé un accord avec Ansaldo Energia et Ansaldo Nucleare prévoyant l'appui d'Ansaldo pour les études techniques, le design, la mise en service de systèmes nucléaires, ainsi que pour les processus de certification et la possibilité pour Ansaldo de participer aux appels d'offres pour des projets EPR hors de l'Italie.

Conformément au souhait du gouvernement italien d'impliquer fortement l'industrie italienne, EDF et Enel, en liaison avec AREVA, ont engagé un programme de travail pour l'identification et l'évaluation des entreprises italiennes susceptibles de fournir des équipements pour le programme nucléaire et un processus de qualification et d'accompagnement des fournisseurs intéressés par la fourniture d'équipements ou de services.

EDF et Enel ont établi un plan de travail pour réaliser les études nécessaires à la caractérisation des sites potentiels, aux premières étapes du processus d'autorisation et à l'étude de faisabilité. Le calendrier prévisionnel de réalisation prévoit une mise en service de la première centrale en 2020 selon le planning actuel.

Par ailleurs, EDF est membre du Forum Nucléaire Italien fondé en juillet 2010, qui regroupe, à fin 2010, 24 partenaires issus des milieux industriels et scientifiques et de la société civile.

Au niveau législatif, une loi du 23 juillet 2009 intitulée « Dispositions pour le développement et l'internationalisation des entreprises, ainsi qu'en matière d'énergie » (dite « loi Développement ») a été promulguée le 15 août 2009. Elle prévoit notamment des dispositions spécifiques en matière d'énergie nucléaire, des mesures pour l'organisation, la sûreté, le renforcement et l'efficacité du secteur énergétique, le soutien aux énergies renouvelables ainsi que pour la transparence et la compétitivité du marché. Il ressort de cette loi trois points essentiels : l'éligibilité des technologies certifiées par d'autres pays de l'OCDE ces dix dernières années, le mandat donné au gouvernement (et non aux régions) en matière nucléaire et enfin la création d'une Autorité de Sûreté Nucléaire autonome et indépendante.

Le Conseil des Ministres italien a approuvé le 10 février 2010 un décret qui détermine les critères généraux pour la localisation et la certification des sites, les étapes de certification des sites et d'autorisation unique de construction et d'exploitation des centrales, ainsi que la campagne d'information du public et les retombées économiques pour les zones concernées.

La Cour Constitutionnelle italienne a rejeté, le 23 juin 2010, les recours de dix régions qui contestaient la loi Développement et annulé, le 13 novembre 2010, les lois adoptées par les régions de Basilicate, de Campanie et des Pouilles visant à interdire la construction de nouvelles centrales nucléaires sur leur territoire. Enfin, la Cour a confirmé le 2 février 2011 la légalité et la constitutionnalité du décret du 10 février 2010 et du cadre législatif nucléaire.

Les statuts de l'Autorité de Sûreté Nucléaire ont été publiés le 8 juillet 2010 et les propositions de nominations de ses cinq Commissaires ont été approuvées.

Un référendum d'initiative populaire portant sur l'abrogation du cadre législatif actant le retour au nucléaire en Italie se déroulera courant 2011. Il requiert, pour être validé, un taux de participation d'au moins 50 % des inscrits.

Le 23 mars 2011, le Conseil des ministres italien a décidé simultanément : i) la modification du décret législatif du 10 février 2010 (cf. ci-dessus), conformément au processus régulatoire qui prévoyait un décret correctif (portant notamment sur l'optimisation du processus de « *licensing* » et de « *permitting* ») et ii) la mise en œuvre d'un moratoire d'un an sur le projet nucléaire du Gouvernement. Les modalités juridiques de ce moratoire et son impact sur la tenue du référendum nucléaire ne sont pas encore connus.

6.3.4 Autre International

6.3.4.1 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 sa filiale Dalkia International, principalement dans le domaine de la cogénération et des grands réseaux urbains de chaleur.

Les opportunités de développement se présentent essentiellement sous la forme de projets de production d'électricité en renouvellement de centrales existantes ou en création de nouvelles centrales. Des

opportunités existent également en matière de privatisation, notamment en Pologne.

En Russie, le Groupe poursuit sa collaboration avec la société Inter RAO EES et étudie de nouvelles coopérations avec d'autres grands énergéticiens russes (Rosatom, MRSK, Rushydro).

6.3.4.1.1 Pologne

Le Groupe est présent dans les quatre principales filiales suivantes :

- le Groupe contrôle la société de production d'électricité ERSA [1] dans la région de Rybnik qui dispose d'une capacité installée de 1 775 MW. ERSA détient 100 % d'Everen, société de commercialisation de l'électricité produite par l'ensemble des centrales du groupe EDF en Pologne. Le renouvellement de 4 unités de production charbon de 220 MW chacune par une unité 900 MW supercritique est à l'étude. Dans ce cadre, un appel d'offres européen a été lancé au mois de décembre 2008, visant à sélectionner le fournisseur des principaux équipements (chaudière, turbine, etc.). La poursuite des études et l'analyse des offres reçues devraient permettre une décision en 2011 ;
- le Groupe contrôle le cogénérateur EC Wybrzeze [2] de la région de Gdansk. EC Wybrzeze dispose d'une capacité installée de 331 MW et de 1 199 MWth ;
- le Groupe contrôle également le cogénérateur de la ville de Cracovie, EC Krakow [3] qui dispose d'une capacité installée de 460 MW et de 1 118 MWth ;
- le Groupe, via ses filiales, détient 34,4 % des actions du cogénérateur Kogeneracja [4] de la région de Wroclaw. Sa capacité de production installée est de 363 MW et de 1 124 MWth. Kogeneracja détient 98,4 % de la société de production d'électricité et de chaleur EC Zielona Gora (dont la puissance installée est de 221 MW et de 296 MWth).

La société Energokrak, détenue par ERSA, EC Krakow, EC Wybrzeze et Kogeneracja, assure l'approvisionnement en charbon et en biomasse de l'ensemble des sites du groupe EDF en Pologne.

Dans le domaine de la protection de l'environnement, le Groupe occupe une des premières positions en ce qui concerne la production d'énergie à partir de la biomasse.

En juillet 2010, le centre des services partagés a démarré ses activités dans le domaine de la finance, de l'informatique, des achats et de l'ingénierie. Ceci constitue la première étape du projet d'intégration organisationnelle des filiales polonaises.

En novembre 2009, EDF et Polska Grupa Energetyczna (PGE, premier électricien polonais coté sur la bourse de Varsovie) ont signé un accord pour engager une coopération dans le domaine de l'énergie nucléaire. Il s'agit en particulier de réaliser des études de pré-faisabilité pour le développement de réacteurs nucléaires en Pologne et la construction du premier réacteur en Pologne avant fin 2020. Les deux groupes ont annoncé leur intention d'engager des discussions sur la possibilité d'un partenariat industriel pour la construction de centrales nucléaires en Pologne. Les conclusions de l'étude de pré-faisabilité finalisée mi-2010 confirment l'intérêt du nucléaire dans le mix énergétique polonais. Les deux groupes discutent des modalités de poursuite de leur coopération.

6.3.4.1.2 Hongrie

En Hongrie, le Groupe développe ses activités dans la production, la commercialisation et la distribution, en s'appuyant sur deux filiales : Budapesti Erömu ZRt (BE ZRt) et EDF DÉMÁSZ ZRt.

L'année 2010 a été caractérisée par une lente sortie de crise et l'arrivée d'un nouveau gouvernement qui a lancé un programme de réduction des déficits. Dans ce cadre, une taxe appelée « taxe de crise » a été instaurée pour plusieurs secteurs industriels dont le secteur énergétique. Son taux est de 1,05 % appliqué au résultat net des activités commerciales et de production. Le parlement a voté son application pour la période 2010 – 2012 mais le gouvernement a communiqué sur son intention d'en faire prolonger la durée.

BE ZRt

Le Groupe détient au 31 décembre 2010, 95,6 % de BE ZRt, société de production d'électricité et de chaleur. Implantée à Budapest et disposant d'une puissance installée de 409 MW et 1 366 MWth, BE ZRt assure 55 % des besoins de chaleur de la capitale hongroise.

Jusqu'à fin 2008, BE Zrt vendait la quasi-totalité de son électricité (1,7 TWh/an) à l'acheteur unique hongrois Magyar Villamos Muvek Zrt (MVM) via trois contrats long terme (« PPA »), dont la Commission européenne a exigé la résiliation en juin 2008, estimant qu'ils constituaient des aides d'Etat contraires au droit de la concurrence. En conséquence, depuis le 1er janvier 2009, BE ZRt vend la moitié de sa production d'électricité à MVM, au travers d'un nouveau contrat commercial de 8 ans, et l'autre moitié à l'opérateur système MAVIR dans le cadre d'un mécanisme régulé avec support à la cogénération. Initialement valide jusqu'au 31 décembre 2010, ce mécanisme a été étendu pour BE Zrt jusqu'à juin 2013 par décision du régulateur hongrois de janvier 2010. BE ZRT a demandé une révision de cette décision auprès de la Cour de justice hongroise afin d'obtenir une extension jusqu'en 2015.

Pour sa part, le gouvernement hongrois a engagé à la fin 2010 des réformes remettant en cause ce mécanisme : les prix de l'électricité cogénérée ont été réduits de 15 % à compter du 1er janvier 2011, et la durée du support a été limitée à fin 2012. Fin 2010, MVM a informé BE ZRt de son intention de demander la résiliation du contrat commercial devenu non rentable à la suite de l'évolution des prix de l'électricité. Un accord satisfaisant pour BE ZRt a été signé fin janvier 2011 évitant ainsi un litige entre ces sociétés.

La résiliation forcée des contrats à long terme ayant entraîné un dommage important tant pour BE ZRt que pour son actionnaire EDF International, ces deux sociétés sont actuellement parties à plusieurs procédures judiciaires et arbitrale contre l'État hongrois et la Commission européenne, décrites en section 20.5 (« Procédures judiciaires et arbitrages »).

EDF DÉMÁSZ ZRt

Depuis le 31 décembre 2009, la marque EDF est déployée dans la filiale DÉMÁSZ qui s'appelle désormais EDF DÉMÁSZ ZRt. EDF DÉMÁSZ ZRt est

1. *EDF détient une participation directe de 46,1 % dans le capital d'ERSA, à laquelle s'ajoute une participation indirecte de 18,8 % au travers de EC Wybrzeze, société détenue à hauteur de 99,7 % par EDF.*
2. *EDF détient une participation directe de 99,7 % dans le capital d'ECW.*
3. *EDF détient une participation directe de 94,31 % dans le capital d'ECK.*
4. *EDF détient une participation directe de 16,67 % dans le capital de Kogeneracja, à laquelle s'ajoute une participation indirecte de 17,74 % au travers de EC Krakow.*

détenue à 100 % par EDF et assure des activités de distribution et de commercialisation d'électricité.

En 2010, EDF DÉMÁSZ ZRt a commercialisé 5 677 GWh d'électricité auprès de 771 677 clients et sur le marché de gros.

En matière de distribution, la société EDF DÉMÁSZ Hálozati Elosztó Kft, filiale à 100 % de EDF DÉMÁSZ ZRt, a été créée au 1er juillet 2007 pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées. Elle détient les actifs de réseaux (environ 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) auprès de 775 765 points de livraison.

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 (service universel tel que défini par un décret gouvernemental en application de la loi de 2007 sur l'électricité), et depuis le 31 décembre 2009, la société assure directement les activités de commercialisation de l'électricité sur tout le territoire hongrois aux clients ayant opté pour le marché libre.

EDF DÉMÁSZ ZRt regroupe les deux marques commerciales sur le marché hongrois : « EDF DÉMÁSZ » pour les clients résidentiels et « EDF Energia » pour les clients professionnels.

Enfin, dans la production, EDF DÉMÁSZ ZRt a investi dans une installation expérimentale de production à partir de biogaz qui devrait fonctionner à pleine capacité (1,1 MW) en 2011.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production notamment via des cycles combinés à gaz.

6.3.4.1.3 Slovaquie

Le Groupe est présent en Slovaquie au travers d'une participation de 49 % du capital de la société de distribution et de commercialisation Stredoslovenská Energetika, a.s. (« SSE »), implantée au centre de la Slovaquie dans la province de Zilina, qui couvre environ le tiers de la superficie du pays. SSE compte près de 33 000 km de lignes haute, moyenne et basse tension. Au 31 décembre 2010, SSE comptait plus de 645 000 clients pour des ventes représentant 4 803 GWh.

Pour répondre aux exigences réglementaires de séparation des activités régulées et non régulées, les activités régulées de SSE ont été transférées à compter du 1er juillet 2007, à sa filiale à 100 % Stredoslovenská energetika-Distribúcia a.s (« SSE-D »). Au 31 décembre 2010, SSE-D compte près de 713 445 points de livraison.

En application du pacte d'actionnaires conclu le 25 juin 2002 avec le Fonds National de la Propriété slovaque, le groupe EDF nomme trois des cinq membres du Directoire de SSE, dont le président, et dispose d'un représentant sur les neuf que compte le conseil de surveillance. À l'Assemblée générale, les décisions sont prises à l'unanimité par les deux actionnaires.

SSE a réalisé la mise en service commerciale le 1er mars 2010 d'une turbine à gaz de 50 MW qui a pour objet de fournir des services systèmes à l'opérateur de réseaux slovaque et a conduit la construction de capacités photovoltaïques d'environ 10 MWe dont la mise en service commerciale a eu lieu en décembre 2010.

Par ailleurs, le Groupe cherche à conforter sa position en étudiant des projets de développement de capacités de production via des cycles combinés à gaz dans la région et des énergies renouvelables.

6.3.4.1.4 Russie

Le groupe EDF, au travers de sa filiale Fenice, détient 50 % de la société Interenergoeffect, joint venture constituée avec la société russe Inter RAO le 2 mars 2010 (voir section 6.3.3.2 (« Fenice »)), dont l'objectif est de développer des projets d'efficacité énergétique en Russie. Cette joint venture a démarré son activité opérationnelle fin 2010. Pendant la phase de création de la société, Fenice Rus, filiale à 100% de Fenice, a signé avec le constructeur automobile AvtoVaz, et en partenariat avec Inter RAO, ses premiers contrats de vente de services énergétiques.

EDF, via ERDF-I, et MRSK son homologue russe ont signé un accord de coopération aux termes duquel ERDF-I apportera son appui, sous forme de vente de services, à la modernisation et au renouvellement des réseaux russes ainsi qu'à leur efficacité énergétique.

Dans le cadre du Forum économique qui s'est tenu le 19 juin 2010 à Saint Pétersbourg :

- EDF, Gazprom et ENI ont signé un accord tripartite portant sur la prise de participation d'EDF dans la société South Stream AG. L'accord prévoit l'entrée d'EDF dans le projet avec une participation qui ne sera pas inférieure à 10 % ;
- EDF et Rosatom ont signé un accord de coopération qui définit le cadre de la collaboration entre les deux groupes dans les domaines de la recherche et développement, le combustible nucléaire, ainsi que pour des coopérations concernant des installations nucléaires existantes ou actuellement en cours de construction. L'accord prévoit également que les deux groupes coopèrent au travers d'échanges d'expérience et de formations, incluant notamment des visites de sites industriels dans les deux pays.

Enfin, le Groupe envisage des projets de gestion déléguée d'actifs avec de grands acteurs énergéticiens russes (Inter Rao, MRSK).

6.3.4.2 Benelux

Le Benelux est une zone qui comprend des interfaces importantes avec la plaque électrique franco-allemande et constitue un nœud important du marché gazier européen du fait de ses nombreuses infrastructures d'importation et de transit et du *hub* de Zeebrugge. Le groupe EDF a renforcé sa présence fin 2009 grâce notamment à l'acquisition de SPE.

EDF Belgium

Dans le cadre d'une coopération nucléaire de longue date avec Electrabel, EDF détient 50 % de la centrale nucléaire de Tihange 1, au travers de sa filiale belge détenue à 100 % par EDF, EDF Belgium. La puissance revenant à EDF représente environ 3 % des capacités de production belges. La production de Tihange 1 qui revient à EDF Belgium est vendue à SPE au travers de contrats à long terme expirant en 2015.

EDF Belgium a développé depuis sa création une activité de commercialisation d'électricité et plus récemment de gaz orientée vers le marché des clients industriels et celui des PME-PMI. SPE et EDF Belgium ont signé le 31 août 2010 une convention par laquelle EDF Belgium a cédé ces activités commerciales à SPE au 1er octobre 2010. L'intégration du portefeuille de clients professionnels et industriels d'EDF Belgium avec celui de SPE est une première concrétisation importante des synergies existant

entre SPE et le groupe EDF. En effet, EDF Belgium disposait d'un portefeuille de clients industriels en électricité et en gaz (environ 4 000 points de livraison) présentant des complémentarités avec celui de SPE.

En 2010 et avant le transfert de l'activité commerciale à SPE en octobre, les ventes d'électricité ont atteint un volume de 792 GWh tandis que les ventes de gaz, initiées en 2007, ont atteint 1 640 GWh.

EDF Belgium a poursuivi les activités de développement de deux projets de centrale à cycle combiné gaz, en vue d'obtenir les autorisations et permis nécessaires. Conformément aux engagements pris par EDF vis-à-vis de la Commission européenne dans le cadre du rachat d'une majorité des parts de SPE par EDF Belgium en novembre 2009, EDF Belgium a engagé le processus de désinvestissement de l'un de ces projets.

SPE

EDF a acquis 51 % du capital de la société SPE en novembre 2009. À compter du changement d'actionnaire de référence de SPE, et conformément à la convention d'actionnaires de SPE en vigueur au moment du changement de contrôle, les actionnaires minoritaires belges disposaient de 3 mois à compter de l'acquisition pour exercer leur droit individuel de vente de leur participation à EDF. Le délai d'exercice a été étendu jusqu'à fin avril 2010 pour les actionnaires minoritaires qui n'avaient pas encore exercé leur droit de sortie.

En avril 2010, un accord a été conclu entre EDF et les actionnaires minoritaires, portant à 63,5 % la participation d'EDF dans SPE. Un seul actionnaire, Dexia a décidé de se défaire totalement de sa participation (6, 1%), deux autres actionnaires ont décidé de sortir pour moitié de leur participation : Publilum (5,35 %) et VEH (1,05 %). Le renforcement de la présence d'EDF au capital de SPE et la nouvelle convention signée avec les actionnaires belges représentatifs des différents équilibres régionaux du pays ayant choisi de rester au capital de la société (36,5 % du capital), permettent à EDF de contribuer au développement de la concurrence sur le marché belge. Par ailleurs, l'identité belge de la société est préservée conformément aux souhaits initiaux d'EDF lors de sa prise de participation dans SPE.

Les équipes d'EDF et SPE ont travaillé sur un important chantier commun d'intégration pendant la première moitié de l'année 2010, ayant pour objectif la mise en commun des bonnes pratiques et la détection des synergies à mettre en œuvre entre les deux entreprises.

SPE est le deuxième acteur du marché belge de l'énergie. L'entreprise représente près de 12 % de la capacité installée au niveau national, avec une capacité de production électrique installée de 1 986 MW et sa participation dans des centrales nucléaires belges à hauteur d'une puissance de 518 MW. La production d'électricité de SPE en 2010 a atteint près de 9 500 GWh. SPE emploie environ 1 000 personnes.

SPE	Capacité installée		Production	
	MW	%	GWh	%
Nucléaire	518,5	26,1	3 878	40,9
Thermoélectrique	1 302,7	65,6	5 224	55,1
Hydroélectrique	72,6	3,7	233	2,5
Renouvelables	92,1	4,6	148	1,5
TOTAL	**1 985,9**	**100**	**9 483**	**100**

Outre ses participations dans les centrales nucléaires belges, le parc de production de SPE se compose principalement de centrales électriques alimentées en gaz naturel et de quelques centrales hydrauliques au « fil de l'eau ».

SPE exploite ainsi en Belgique deux centrales thermiques à flamme, à Monsin et Ham, où fonctionnent respectivement une et deux turbines à gaz destinées à répondre aux fortes variations de la demande d'électricité. SPE exploite également quatre centrales à cycle combiné : à Angleur, Ringvaart Serain, et Ham. Dans cette dernière la chaleur encore récupérable après la turbine à vapeur est utilisée pour le réseau de chauffage urbain. SPE dispose par ailleurs d'un permis de construire pour une centrale à gaz à Navagne (en visant une puissance installée de 890 MW).

SPE se positionne également sur la production à partir d'éoliennes *onshore* (au travers de sa filiale détenue à 100 %, SPE Power Company (SPEPCO)) réparties sur plus de 20 sites en Wallonie et en Flandre. SPE figure parmi les leaders de l'éolien en Belgique avec 46 éoliennes représentant une puissance installée de 83 MW. À fin 2010, la puissance éolienne installée atteignait 92 MW.

Sous sa marque Luminus, SPE fournit de l'électricité et du gaz à environ 1,65 million de points de livraison de clients particuliers et professionnels.

Comme indiqué ci-dessus, SPE a intégré le 1er octobre 2010 les activités commerciales d'EDF Belgium afin de renforcer sa position concurrentielle sur le marché belge. Cette opération permettra à SPE d'élargir et de mieux servir encore sa clientèle d'entreprises. Elle témoigne également de la volonté du groupe EDF de donner au nouvel ensemble tous les moyens de son développement.

Pays-Bas

En juillet 2006, EDF a signé un accord de partenariat avec la société néerlandaise Delta N.V. pour le développement d'un projet de construction d'une centrale au gaz naturel de 870 MW dans le sud-ouest des Pays-Bas. Le 29 mars 2007, EDF et Delta ont créé une société commune, Sloe Centrale B.V., qui avait pour objet la construction et l'exploitation de la future centrale. La première unité de 435 MW a été mise en service industriel en octobre 2009. La mise en service de la deuxième unité de 435 MW a été réalisée en décembre 2009. En 2010, le volume total de production a été de 5 518 GWh.

Le 3 novembre 2010, EDF et Delta ont signé un accord de collaboration pour l'éventuel futur développement d'une nouvelle centrale nucléaire à Borssele, dans la province de Zélande. Delta et EDF vont à présent étudier la mise en place de la structure contractuelle d'une société commune qui

pourrait être créée ultérieurement pour le développement du projet. Si EDF et Delta décidaient de poursuivre le projet, les deux entreprises s'associeraient probablement à d'autres partenaires investisseurs qui pourraient bénéficier de droits de tirage.

6.3.4.3 Suisse

La Suisse présente un intérêt industriel pour le Groupe en raison de sa localisation géographique située au cœur des échanges électriques européens, ainsi qu'en raison de ses capacités importantes de production de pointe.

Le Groupe est présent en Suisse au travers de ses participations dans Alpiq Holding SA et dans les ouvrages de production hydraulique Châtelot (50 %) et Mauvoisin (10 %).

Le groupe EDF détient une participation de 25 % dans l'énergéticien suisse Alpiq Holding SA (Alpiq). Alpiq est un acteur de premier plan sur le marché européen de l'énergie, issu du regroupement, réalisé en 2009, des actifs industriels d'Atel et EOS ainsi que de l'apport par EDF de sa quote-part des droits à l'énergie et à la puissance et charges afférentes, relatifs au barrage d'Emosson en Suisse. Il s'agit d'une entreprise électrique intégrée de taille significative au cœur des échanges électriques européens, active dans toute la chaîne des métiers, production, réseaux, négoce, commercialisation et services énergétiques, qui affiche une présence dans 28 pays européens.

Sur la base du chiffre d'affaires 2010 publié par Alpiq [1] (14,1 milliards de francs suisses), l'ensemble constitué aujourd'hui par Alpiq se classe au premier rang des électriciens suisses (145,6 TWh vendus en 2010, 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 2010, Alpiq disposait d'une puissance installée totale au prorata de ses participations de 6 563 MW de capacités hydraulique, nucléaire et thermique à flamme (hors contrats à long terme). L'année 2010 a été marquée par la poursuite du rapprochement entre les activités industrielles et les personnels des groupes Atel et EOS. Dans ce cadre, Alpiq a réorganisé sa structure juridique pour refléter sa nouvelle organisation. En outre, d'ici fin 2011, en application de la loi de libéralisation du secteur électrique suisse, Alpiq devrait transférer la propriété de son réseau de transport à la société Swissgrid, dans laquelle elle détient 33 % (via Alpiq AG et Alpiq Suisse SA).

Alpiq a développé sa présence en Europe et en Suisse :

- à l'amont en Espagne par le rachat, finalisé le 12 juillet 2010 avec Gas Natural Fenosa, d'une unité d'une centrale à gaz à cycle combiné (400 MW) et d'un droit d'utilisation sur la deuxième unité (400 MW), qui a l'issue de deux années est assortie d'un droit d'achat ;
- à l'amont en Italie (construction d'un cycle combiné gaz de 400 MW à San Severo) et en France notamment (construction d'un cycle combiné gaz à Bayet de 400 MW) ;
- en Suisse, avec la poursuite des travaux pour la construction d'une centrale souterraine de pompage-turbinage entre les barrages d'Emosson et du Vieux-Emosson d'une puissance de 600 MW ;
- dans les services énergétiques au travers de ses filiales Alpiq InTec et Alpiq Deutschland situées en Suisse et en Allemagne respectivement.

Dans le cadre du processus de renouvellement du parc nucléaire suisse, l'Inspection fédérale de la sécurité nucléaire (« IFSN ») a validé la demande d'Alpiq d'autorisation générale pour la construction d'une nouvelle centrale nucléaire dans le Niederamt (Canton de Soleure). L'IFSN conclut que les informations fournies par Alpiq sont fondées techniquement et que les exigences légales liées à la sécurité nucléaire sont remplies. Alpiq poursuit l'instruction du projet.

En parallèle, Alpiq, Axpo et BKW ont conclu le 23 décembre 2010, un contrat cadre pour l'instruction en commun de leurs 3 projets de construction de centrales nucléaires sur les sites des centrales existantes Beznau, Mühleberg et dans le Niederamt.

6.3.4.4 Autriche

L'Autriche est située au centre des interconnexions électriques et, surtout, gazières, de la plaque européenne. Elle est fortement intégrée au marché de la plaque germanique et, à ce titre, présente un intérêt pour les investisseurs étrangers. Le parc de production électrique autrichien est composé à 70 % de centrales hydrauliques.

Activités du groupe EDF en Autriche

A la suite du rachat en 2009 de la participation de 20 % détenue par GDF Suez dans la Société d'Investissement en Autriche (« SIA »), le groupe EDF détenait 100 % de SIA. En 2010, cette société a été absorbée par EDF International, qui détient désormais elle-même 25 % de la holding ESTAG (correspondant à la minorité de blocage en droit autrichien). Le Land de Styrie détient le solde des actions d'ESTAG et a conclu avec le groupe EDF un pacte d'actionnaires qui donne à EDF des pouvoirs plus étendus que sa minorité de blocage. ESTAG est à la tête d'un groupe de sociétés autrichiennes intervenant dans les domaines de l'énergie, du traitement des déchets et des services associés. Centré sur la Styrie, le groupe ESTAG développe aussi ses activités dans les autres Länder autrichiens et dans certains pays voisins. Ses deux principales filiales sont Steweag-Steg, premier distributeur et commercialisateur d'électricité du Land de Styrie et Steierische Gas und Wärme (« STGW »), transporteur, distributeur et commercialisateur de gaz et de chaleur dans la même région.

6.3.4.5 Espagne

Le groupe EDF détient au 31 décembre 2010, 31,48 % du capital de la société Elcogas. Elcogas exploite à Puertollano une centrale innovante au « charbon propre » d'une puissance brute de 320 MW alimentée, en mode GICC (gazéification de charbon intégrée à un cycle combiné), grâce à la gazéification de charbon et de petcoke local. Outre le gaz naturel, cette installation permet en effet d'utiliser du charbon et des cokes de pétrole, et ce avec des émissions atmosphériques très inférieures aux normes européennes. Cette installation est actuellement la plus grande centrale en combustible solide de ce type au monde. En 2010, Elcogas a produit 1 697 GWh, dont 1 434 GWh en mode GICC.

Le Groupe est également présent en Espagne au travers de plusieurs sociétés du Groupe qui disposent de filiales espagnoles.

Fenice Iberica, société espagnole filiale à 100 % d'EDF Fenice SpA (voir section 6.3.3.2 (« Fenice »)), développe des activités de services éco-énergétiques et environnementaux et des projets de cogénération. En septembre 2010, Fenice Ibérica a acquis 90 % du capital de Power Support, société espagnole réalisant l'opération et la maintenance de 190 MW de centrales de cogénération et d'installations énergétiques. Cette opération permet à Fenice Ibérica de développer ses ventes avec un chiffre d'affaires de 17 millions d'euros, et de devenir un des acteurs majeurs de la cogénération industrielle et des services énergétiques du marché espagnol.

1. *Source : Rapport Annuel 2010 d'Alpiq mis en ligne le 8 mars 2011.*

EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Energies Nouvelles »)) et EDF Trading à partir de sa plate-forme de trading de Londres (voir section 6.2.1.3 (« Optimisation amont/aval-trading»)) sont également présents sur le marché espagnol.

6.3.4.6 États-Unis

Avec une production d'électricité totale de 3 950 TWh en 2009 [1] et une prévision du taux de croissance annuelle moyen d'environ 1 % entre 2008 et 2035 [2], les États-Unis constituent le plus grand marché énergétique au monde.

La nécessité d'investir de façon significative et sur le long terme dans des capacités nouvelles de production électrique et des infrastructures de transport, conjuguée à la dégradation de la situation économique et financière actuelle et aux contraintes environnementales, pose de nombreux défis au secteur de l'électricité américain. Selon une analyse industrielle [3], les besoins totaux d'investissements en infrastructures électriques devraient se chiffrer entre 1 500 et 2 000 milliards de dollars américains d'ici 2030.

D'après l'*Energy Information Agency* (« EIA »), dans un contexte de demande électrique en croissance et de déclassement de 45 GW de capacité de production existante, 250 GW de capacités supplémentaires seront nécessaires d'ici 2035 par rapport à 2009. Entre 1987 et 2007, 320 GW de capacités nouvelles ont été construites [4].

Pour répondre à cette demande, le mix de production disponible est constitué de moyens de production fonctionnant à hauteur de 44,5 % au charbon, 23,3 % au gaz naturel, 20,2 % d'energie nucléaire, 10,4 % d'énergies renouvelables (6,8 % pour l'hydraulique, et 3,6 % pour les autres énergies renouvelables) et 1,6 % pour le solde. Le gaz naturel (grâce aux découvertes de ressources domestiques de gaz non conventionnels) et les énergies renouvelables hors hydraulique (du fait des obligations légales et des incitations fiscales) ont constitué la majeure partie des capacités additionnelles de l'année 2009 et les prévisions de l'EIA indiquent que cette tendance va perdurer dans les prochaines années. Le charbon reste cependant le combustible dominant en raison de l'importance du parc installé, mais sa croissance sera limitée en raison d'une réglementation environnementale plus stricte dans les années à venir. La gestion de la charge et l'accroissement de l'efficacité énergétique vont jouer un rôle croissant dans le futur. Toutefois, la source de production d'électricité sans carbone la plus significative reste l'énergie nucléaire. Celle-ci représente plus de 20 % de la production électrique de base des Etats-Unis. L'*Energy Policy Act* (« EPACT ») voté en 2005 a introduit des mesures incitatives en faveur de l'investissement dans les centrales nucléaires, incluant une garantie fédérale sur les prêts contractés pour certains types de construction permettant de réduire le coût de l'endettement, des crédits d'impôt attribués aux producteurs d'électricité sous certaines conditions et une assurance contre le risque réglementaire.

Le montant initial des garanties fédérales sur les prêts contractés pour de nouveaux projets nucléaires a été fixé à 18,5 milliards de dollars américains dans l'EPACT et le Président Obama a proposé d'augmenter de 36 milliards de dollars américains l'enveloppe des garanties de prêt pour la construction de centrales nucléaires de conception avancée dans son projet de budget 2012. Dans le contexte actuel, le vote de ces crédits est incertain. En février 2010, l'annonce a été faite que deux nouveaux réacteurs du site de Vogtle de Southern Company en Géorgie avaient reçu les premières attributions conditionnelles de garanties de prêts (8,3 milliards de dollars américains).

Par ailleurs, le souci croissant de sécurité énergétique et de préservation de l'environnement n'a pas encore entraîné une dynamique suffisamment puissante aux États-Unis en faveur d'une réduction des émissions carbone au sein de son économie. Dans un contexte économique difficile, le projet de loi contre le changement climatique prévoyant un système de plafonnement et d'échange de droits d'émission s'appliquant à toute l'économie n'a pas été adopté avant le changement de majorité parlementaire au congrès intervenue en novembre 2010. De surcroît, les évènements récents au Japon introduisent un élément supplémentaire d'incertitude pour le développement de l'activité nucléaire aux Etats-Unis.

6.3.4.6.1 Activités du groupe EDF aux États-Unis

EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord

Le groupe est également présent aux États-Unis au travers d'EnXco, filiale à 100 % d'EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et producteur indépendant d'énergies renouvelables. Le groupe EDF Énergies Nouvelles possède plus de 1000 MW de capacité éolienne et solaire en Amérique du Nord et au Mexique (au 31 décembre 2010) et fournit des services d'exploitation et de maintenance éolienne pour le compte de tiers.

L'offre publique d'achat ou d'échange annoncée par EDF le 8 avril 2011 visant les 50 % du capital d'EDF Énergies Nouvelles que le Groupe ne détient pas (voir section 12.1 (« Evénements postérieurs à la clôture ») contribuera, en cas de succès, à une meilleure intégration des activités d'EDF Énergies Nouvelles en Amérique du Nord.

EDF Trading North America

Les activités d'EDF Trading North America (anciennement Eagle Energy Partners) sont présentées à la section 6.2.1.3.3 (« EDF Trading »).

Activités de recherche et développement aux États-Unis

Le secteur de la R&D aux États-Unis est l'un des plus importants et dynamiques du monde. Ce secteur s'appuie sur un réseau d'environ 1,3 million de chercheurs [5]. Son financement est assuré par l'industrie, le

1. *Source : EIA, Electric Power Annual en date du 4 janvier 2011 (table ES1)*
2. *Source : EIA Annual Energy Outlook 2010 publié en avril 2010 (reference case p 65).*
3. *Source : Brattle Group ; Transforming America Power Industry ; The investment Challenge 2010-2030 ; novembre 2008.*
4. *Source : EIA Annual Energy Outlook 2010, p 67 et Annual Energy Review Table 8.11a publié en août 2010.*
5. *Source : OCDE.*

gouvernement fédéral, mais aussi par des universités, des organismes à but non lucratif, des agences gouvernementales non fédérales, etc.

La part de la R&D consacrée au domaine de l'énergie ne cesse de croître, avec un triple objectif : protection de l'environnement, sécurité de l'approvisionnement et indépendance. Cet effort est soutenu par la législation actuelle (American Recovery and Reinvestment Act) qui a alloué un budget de 36,7 milliards de dollars au Department of Energy en 2009 [1] (5,8 milliards de dollars en 2007 [2]). L'Electric Power Research Institute (EPRI) est l'un des principaux acteurs de la R&D dans le domaine de l'électricité. Cet organisme à but non lucratif fournit des technologies, des analyses économiques et développe des stratégies pour l'ensemble de ses membres contributeurs, lesquels représentent plus de 90 % de l'électricité produite aux États-Unis. Au niveau international, ses adhérents sont répartis dans 40 pays [3].

Afin de tirer profit de ce fort potentiel, EDF détache une équipe de R&D aux États-Unis depuis plusieurs années. Composée de 4 à 6 personnes, cette équipe est installée dans les locaux de l'EPRI à Palo Alto en Californie et à Charlotte en Caroline du Nord. Elle a comme principal objectif de maximiser la qualité de la collaboration du groupe EDF avec cet institut. Cette collaboration couvre de multiples domaines, tels que l'énergie nucléaire, les énergies renouvelables, les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, la capture et la séquestration du carbone, etc.

L'équipe R&D d'EDF aux États-Unis est également chargée de mettre en place des collaborations entre le groupe EDF et des organismes de recherche américains (universités, laboratoires nationaux, industrie etc.) sélectionnés pour leur expertise ou leurs équipements. Des collaborations ont par exemple été établies avec le MIT, la Texas A&M University, IBM, etc. En étant implantée au cœur de la Silicon Valley, une partie de cette équipe peut aussi travailler en temps réel avec certaines des sociétés et universités les plus innovantes du monde.

Activités de détection et de transfert des innovations aux États-Unis

L'industrie énergétique américaine bénéficie de nombreux dispositifs de soutien définis dans l'*American Recovery and Reinvestment Act* et autres textes législatifs. L'innovation est un enjeu majeur pour l'administration actuelle qui souhaite renforcer la compétitivité américaine dans le domaine des technologies d'énergie propre. Plusieurs centres d'innovation et dispositifs de financement fondés sur un partenariat public-privé sont actuellement en place pour promouvoir un système énergétique plus efficace aux États-Unis.

EDF a décidé de lancer aux États-Unis une activité de détection et de transfert en innovation, qui a commencé début 2010 dans la Silicon Valley. L'objectif visé est de donner au groupe EDF l'accès à de nouvelles technologies, de nouveaux produits ou de nouvelles perspectives commerciales. Les innovations sélectionnées devraient normalement dégager une valeur ajoutée dans un délai d'une année. En cas de succès, elles devraient être mises en place au sein des unités commerciales concernées à horizon 2 à 5 ans.

Cette équipe vient compléter les deux autres équipes d'EDF dédiées à l'innovation en Asie et en Europe.

1. *Source : www.doe.gov.*
2. *Source : NSF 09-320, National Science Foundation, septembre 2009.*
3. *Source : EPRI, janvier 2009.*

6.3.4.6.2 Constellation Energy Nuclear Group (CENG)

Le groupe EDF a procédé, le 6 novembre 2009, à l'acquisition d'une participation de 49,99 % dans les actifs de production nucléaire de Constellation Energy Group. Le groupe EDF détient ainsi, conjointement avec CEG, Constellation Energy Nuclear Group (CENG). CENG possède et exploite cinq réacteurs nucléaires situés dans le Maryland et dans l'État de New York. La participation d'EDF au capital de CENG lui permet de jouer un rôle dans l'industrie nucléaire américaine et de partager les bonnes pratiques.

Organisation et règles de gouvernance de CENG

Dans le cadre de la finalisation de l'acquisition par le groupe EDF d'une participation de 49,99 % dans CENG, le groupe EDF et CEG ont conclu un accord en date du 6 novembre 2009 régissant l'exploitation de CENG.

Conformément à cet accord, la gouvernance de CENG est assurée par un conseil d'administration de dix membres dont cinq sont nommés par EDF, et cinq – dont le Président – par CEG. Le vote du Président est prépondérant pour certaines décisions en cas de blocage, notamment pour tout ce qui a trait à la sûreté, la sécurité et à la fiabilité des installations nucléaires de CENG, ainsi qu'à toute situation qui, en raison de la législation américaine, exige ou rend nécessaire qu'un contrôle soit exercé par un citoyen de nationalité américaine.

Outre le Président, le Chief Nuclear Officer et le Chief Executive Officer de CENG doivent également être de nationalité américaine.

Le groupe EDF a le droit de nommer le vice-président du Conseil d'administration de CENG.

En application de l'accord d'exploitation du 6 novembre 2009, le Conseil d'administration de CENG dispose d'un comité permanent d'audit, d'un comité permanent pour la sûreté nucléaire et l'exploitation, et d'un comité permanent de gouvernance et de rémunération, composés d'administrateurs nommés en nombre égal par CEG et le groupe EDF.

L'accord d'exploitation détermine le mode de répartition des distributions en faveur des sociétés de CEG et du groupe EDF. Suite à l'accord global du 26 octobre 2010 entre EDF et CEG, cette répartition, actuellement de 85 % – 15 %, sera de 50,1 % – 49,9 % pour CEG et EDF respectivement à compter du 1er janvier 2015.

En application de l'accord d'exploitation et sauf exceptions et conditions précisées, les parties peuvent transférer leur participation dans CENG à un tiers sous réserve du droit de premier refus de l'autre partie non-affilée.

De surcroît, un contrat de fourniture de services administratifs (SSA) a été signé entre CEG et CENG. Le SSA a une durée de 7 années et prévoit la fourniture par CEG d'une assistance administrative à CENG pour un montant annuel net d'environ 50 millions de dollars américains avec une partie fixe et une variable en fonction des services rendus comportant une indexation de 2 % à compter de 2011.

Activités de CENG (production et exploitation d'électricité nucléaire)

CENG possède, exploite et entretient une capacité de production nucléaire de 3 839 MW répartie entre la centrale de Calvert Cliffs dans le Maryland et celles de Nine Mile Point et de R.E. Ginna dans l'État de New York.

L'activité nucléaire de CENG s'exerce dans un environnement réglementaire prévisible, sous le contrôle de la NRC. Les licences sont accordées pour une durée initiale de 40 ans. Elles peuvent être prolongées par périodes supplémentaires de 20 ans sous réserve que les exploitants surveillent de façon adéquate les composants clés et les structures de leurs centrales.

Toutes les unités de CENG ont présenté une demande pour prolonger de 40 à 60 ans la durée de leur licence et ces demandes ont toutes été satisfaites. En outre, toutes les unités, sauf Nine Mile Point 1, peuvent également demander ou ont déjà demandé l'autorisation d'augmenter la puissance de leur réacteur (de 4,3 % à 16,8 %) [1].

Parc nucléaire de CENG

Capacité

Le tableau suivant décrit les installations de production nucléaire de CENG :

Réacteurs	Localisation	Capacité (MW)	% de détention	Capacité détenue en propre (MW)
Calvert Cliffs Unité 1	Calvert County (Maryland)	855	100	855
Calvert Cliffs Unité 2	Calvert County (Maryland)	850	100	850
Nine Mile Point Unité 1	Scriba (New York)	620	100	620
Nine Mile Point Unité 2	Scriba (New York)	1 138	82	933
R.E. Ginna	Ontario, (New York)	581	100	581
TOTAL		**4 044**		**3 839**

Source : Rapport 10-K 2010 de CEG.

A fin décembre 2010, toutes les centrales nucléaires de CENG ont reçu la certification ISO 14 001.

Calvert Cliffs

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Calvert Cliffs (855 MW) et de son unité 2 (850 MW). L'unité 1 a été mise en service en 1974 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2034. L'unité 2 est entrée en service en 1976 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2036. Ces deux unités sont des réacteurs à eau pressurisée.

Nine Mile Point

CENG possède 100 % de l'unité 1 de Nine Mile Point (620 MW) et 82 % de son unité 2 (soit 933 MW sur la totalité des 1 138 MW de cette unité). Les 18 % restants de Nine Mile Point 2 sont détenus par la Long Island Power Authority (LIPA). L'unité 1 est entrée en service en 1969 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2029. L'unité 2 est entrée en service en 1988 et est autorisée à fonctionner jusqu'en 2046. Ces deux unités sont des deux réacteurs à eau bouillante. Suite à l'accident à la centrale Fukushima, la NRC a annoncé des inspections détaillées de 23 réacteurs américains de conception identique à Fukushima, dont Nine Mile Point 1.

CENG effectue des investissements sur Nine Mile Point 2 en vue d'accroître la capacité de l'unité de 105 MW d'ici à juin 2012 faisant ainsi passer sa capacité à 1 243 MW. LIPA participe à hauteur de son pourcentage d'intérêt, soit 18 %, à ce projet.

R.E. Ginna

CENG possède 100 % de la centrale nucléaire de Ginna. Cette centrale possède un réacteur de 581 MW mis en service en 1970 et autorisé à fonctionner jusqu'en 2029. Il s'agit d'un réacteur à eau pressurisée.

Production et performance technique

Production

Les centrales de CENG ont produit 31,5 TWh d'électricité nucléaire en 2010 [2].

La production des installations nucléaires au cours des trois dernières années est décrite dans le tableau suivant :

	Site de Calvert Cliffs			Site de Nine Mile Point			Site de R.E. Ginna	Total
TWh	Calvert Cliffs 1	Calvert Cliffs 2	Total Calvert Cliffs	Nine Mile Point 1	Nine Mile Point 2	Total Nine Mile Point	R.E. Ginna	
2010	6,8	7,2	**14,0**	5,3	7,3	**12,6**	4,9	**31,5**
2009	7,5	7,0	**14,5**	5,0	8,1	**13,1**	4,6	**32,2**
2008	7,2	7,5	**14,7**	5,4	7,4	**12,8**	4,7	**32,2**

1. *Source : NRC Demandes en cours et demandes approuvées d'augmentation de puissance de réacteurs.*
2. *Source : Rapport 10-K 2010 de CEG.*

La production de ces centrales est gérée par la filiale de négoce de CEG, Constellation Energy Commodities Group (CECG) agissant comme agent pour le compte de CENG. CECG gère l'interface de marché avec les opérateurs de systèmes indépendants appropriés (PJM et NYISO).

Les contrats d'achat d'électricité conclus entre les filiales de CENG et les filiales de CEG et d'EDF ont été modifiés afin de prévoir des prix adossés aux unités de production à compter de novembre 2010 et jusqu'à leur terme, en 2014. Ils incluent également des modifications proportionnelles apportées aux couvertures mensuelles prospectives pendant cette période. Les couvertures préexistantes dans les contrats d'achat d'électricité demeureront en place comme des ventes fermes aux filiales au prix fixé. Une tarification adossée aux unités de production signifie que le paiement des couvertures sera calculé en appliquant une décote de 4 % aux mécanismes de prix pour les transactions de couverture d'énergie stipulées dans les confirmations de l'accord-cadre d'origine. L'électricité produite dans le cadre d'une tarification adossée aux unités de production sera livrée sur une base énergétique ferme par unité de production. Les couvertures de volumes fermes à prix fixe qui ont été préalablement convenues dans la confirmation de l'accord-cadre d'origine demeureront en place à leur prix actuellement en vigueur. La production issue des centrales nucléaires sera d'abord affectée à la satisfaction de ces couvertures de volumes fermes à prix fixe. Une fois ces engagements remplis, elle servira à répondre aux engagements de couvertures énergétiques fermes par unité de production. CENG conservera l'obligation de partager sans délai avec CECG et EDF Trading toute information utile, y compris concernant des mises à l'arrêt ou mises à l'arrêt potentielles, ainsi que toutes les autres informations, à l'instar de l'obligation d'information vis-à-vis de CECG et d'EDF Trading qui lui incombe actuellement dans les confirmations de l'accord-cadre d'origine et dans le *Power Services Agency Agreement* conclu entre chaque filiale de production d'électricité nucléaire et CECG daté du 6 novembre 2009, et ce de manière simultanée, ouverte et transparente.

Par ailleurs, à compter du 1er janvier 2015 et jusqu'à la fin de vie respective des différentes centrales, une filiale de CEG achètera 50,01 % de la production des centrales nucléaires de CENG tandis qu'une filiale d'EDF d'EDF achetera 49,99 % de cette production à un prix qui est adossé à l'unité de production.

Nine Mile Point

CENG vend 90 % de sa part dans la production de Nine Mile Point 2 aux anciens propriétaires de la centrale, à un prix moyen avoisinant les 35 dollars américains par MWh et ce jusqu'à fin novembre 2011. Ce contrat « *Legacy agreement* » est adossé à l'unité de production : si la centrale ne peut assurer la production parce qu'elle est à l'arrêt, il n'y a aucune obligation de faire appel à d'autres sources d'approvisionnement. Les 10 % restants de la participation de CENG dans Nine Mile Point sont vendus à CECG et à EDF Trading North America.

A l'expiration de ces contrats, un accord de répartition des bénéfices (*Revenue Sharing Agreement* (« RSA »)) avec les anciens propriétaires de la centrale sera mis en place jusqu'en 2021. Suivant cet accord, lequel s'applique uniquement au pourcentage de participation détenu par CENG dans l'unité 2, 80 % de la différence entre le prix de marché et un prix de référence défini dans le RSA sera rétrocédé aux anciens propriétaires. Le prix de référence est de 40,75 dollars américains par MWh la première année de l'application de l'accord. Ce prix augmente ensuite de 2 % annuellement. Cet accord est aussi adossé à l'unité de production 2 de Nine Mile Point.

L'unité 2 est exclusivement exploitée dans le cadre d'un contrat d'exploitation avec LIPA. LIPA est responsable des coûts d'exploitation à hauteur de 18 %, y compris les coûts de déconstruction, et des coûts de construction de l'unité 2. Cette autorité est par ailleurs représentée au comité de direction de l'unité 2 de Nine Mile Point, ce qui lui permet d'exercer des fonctions de contrôle et de supervision.

R.E. Ginna

Aux termes d'un contrat d'achat d'électricité à long terme propre à chacune des unités, CENG vend 90 % de la production et de la capacité de la centrale de Ginna à ses anciens propriétaires pour une période de 10 ans expirant en 2014, à un prix moyen de 44 dollars américains le MWh. La production restante est vendue à CECG et à EDF Trading North America.

Les unités des centrales de Calvert Cliffs et Nine Mile Points fonctionnent avec un cycle de combustible de 24 mois. L'unité de Ginna fonctionne sur un cycle de 18 mois.

Les centrales nucléaires de CENG ont eu un facteur de charge d'environ 90 % pendant les trois dernières années. Leur performance technique est le résultat d'efforts soutenus visant à réduire la durée des mises à l'arrêt dues aux opérations de maintenance, en s'appuyant sur les meilleures pratiques d'ingénierie américaine et sur une analyse de la criticité des composants et des pièces de rechange tout en tenant compte des enjeux liés à la sécurité et à la disponibilité.

En 2010, le parc de CENG a été classé comme le meilleur parc de l'industrie en termes de coefficient de disponibilité.

Performance technique

Le facteur de charge [1] des installations nucléaires de CENG au cours des 3 dernières années est présenté dans le tableau suivant :

Facteur de charge	2008	2009	2010
Calvert Cliffs 1	92,8 %	98,4 %	90,0 %
Calvert Cliffs 2	99,3 %	92,9 %	97,2 %
Nine Mile Point 1	98,2 %	91,9 %	97,5 %
Nine Mile Point 2	90,7 %	99,5 %	89,7 %
R.E. Ginna	93,7 %	90,7 %	97,2 %

Source : Rapport 10-K 2010 de CEG.

1. *Le facteur de charge est le ratio de la production nette d'électricité, pour une période donnée, par rapport à l'énergie qui aurait pu être produite de façon continue, à pleine puissance, durant cette même période (source : Glossaire NRC).*

La sûreté nucléaire constitue la priorité dans l'exploitation et la maintenance des centrales nucléaires de CENG. L'objectif de CENG en matière de sûreté est de protéger le public et les personnels contre les effets d'une exposition inutile aux rayonnements ionisants. Le comité de direction présidé par le Chief Nuclear Officer a la responsabilité de fixer les règles de conduite et les processus permettant de remplir les objectifs en matière de sûreté. Ils sont définis de manière à promouvoir l'excellence dans les comportements, la responsabilisation des personnels, l'identification des problèmes rencontrés et leurs résolutions, l'analyse des risques et enfin la prise de décision prudente permettant de constituer un environemment de travail propice à la sûreté. Le Président et le Conseil d'administration doivent s'assurer que le Chief Nuclear Officer dispose des ressources nécessaires au bon exercice de ses responsabilités.

Les centrales nucléaires de CENG fonctionnent en respectant les prescriptions du « *Clean Water Act* » afin de minimiser leur impact sur l'environnement et disposent d'une assurance nucléaire.

Combustible nucléaire

Approvisionnement en combustible nucléaire

L'approvisionnement en combustible des centrales nucléaires comprend :

- l'achat d'uranium (concentrés et uranium hexafluoride) ;
- la conversion de concentrés d'uranium en uranium hexafluoride ;
- l'enrichissement d'uranium hexafluoride ;
- la fabrication d'assemblages combustibles.

CENG dispose de contrats de long terme en matière d'approvisionnement d'uranium, de services de conversion, d'enrichissement et de fabrication d'assemblages combustibles. Ces contrats lui permettent de satisfaire les besoins des installations nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et Ginna pour les prochaines années. Ces contrats ont des dates d'échéance de 2011 à 2028. Les marchés des combustibles nucléaires sont compétitifs et les prix peuvent être volatils, cependant aucun problème relatif aux approvisionnements n'est anticipé à ce stade.

Stockage du combustible nucléaire usé – Installations fédérales

Dans le *Nuclear Waste Policy Act* (NWPA) adopté en 1982, il était demandé au Gouvernement fédéral de développer, par l'intermédiaire du Département de l'Énergie, un entreposage destiné à recueillir le combustible usé ainsi que les déchets hautement radioactifs. Le NWPA et les contrats conclus par CENG avec le Département de l'Énergie exigeaient en outre que ce dernier commence à prendre possession du combustible usé produit par les centrales le 31 janvier 1998 au plus tard. Cet engagement n'a pas été respecté par le Département de l'Energie. Ceci a contraint CENG à entreprendre des actions supplémentaires et à supporter les coûts afférents à l'installation de structures de stockage sur site incluant une installation de stockage à sec sur chacun des sites, décrite dans le paragraphe « Stockage du combustible nucléaire usé – Installations sur site » ci-dessous.

Le Département de l'Énergie avait déclaré ne pouvoir respecter cette obligation avant 2020 au plus tôt. En 2010 le Département de l'Energie a demandé le retrait de sa licence en vue d'utiliser le site de Yucca Mountain comme site de stockage national des combustibles usés. A ce stade, CENG est dans l'incapacité de déterminer si le Département de l'Énergie sera en mesure de faire face à ses obligations en 2020.

Chacune des centrales de CENG a déposé plainte contre le gouvernement fédéral et des dommages-intérêts ont été demandés en raison du défaut de mise en place par le Département de l'Énergie d'un processus d'entreposage définitif du combustible usé avant le 31 janvier 1998. Ces différents procès ont été suspendus, en attente du résultat d'autres affaires liées. Pour les dépenses effectuées par CEG en vue du stockage du combustible usé avant la réalisation de l'opération avec le groupe EDF, CEG est autorisé à percevoir toutes les sommes remboursées par le Département de l'Energie. Tous les remboursements reviendront à la joint venture CENG après la date de sa création, soit à partir du 6 novembre 2009. Par ailleurs les droits et obligations des anciens propriétaires des centrales de Nine Mile Point et Ginna sur ce sujet ont été transférés à CENG à l'exception d'un montant potentiel de 10 millions de dollars américains de dommages et intérêts qui pourrait être rétrocédé aux anciens propriétaires de Ginna.

Stockage du combustible nucléaire usé – Installations sur site

La NRC a accordé à Calvert Cliffs une licence jusqu'en 2012 pour exploiter sur site une installation indépendante de stockage sur site du combustible usé. La centrale ainsi que les modules indépendants installés à ce jour ont une capacité de stockage suffisante pour recueillir le contenu intégral du cœur jusqu'en 2015. Des démarches sont actuellement en cours pour reconduire la licence d'installations indépendantes de combustible usé et étendre les capacités pour assurer le fonctionnement jusqu'en 2036.

Sur chacun des sites de Nine Mile Point et Ginna, des installations indépendantes de stockage de combustible usé sont en cours de construction. Sur le site de Ginna, ces travaux se sont achevés en 2010. Sur le site de Nine Mile Point, ils devraient l'être en 2012. Les deux centrales de Nine Mile Point et de Ginna disposent de suffisamment de capacités de stockage internes en attendant que les travaux de construction d'installations indépendantes sur site soient achevés.

Coût de déconstruction des installations nucléaires

CENG a l'obligation de démanteler ses centrales nucléaires à la fin de leur période d'exploitation. Conformément à la règlementation de la NRC et aux conditions imposées par les États concernés, CENG a mis en place des fonds réservés à la couverture des coûts de déconstruction des centrales selon les prescriptions de la NRC. La stratégie de mise en place des fonds réservés à la déconstruction repose sur l'estimation des coûts nécessaires à cette opération et des échéances associées de décaissements. L'estimation par CENG des revenus de ces fonds a reposé sur différents facteurs : la stratégie d'allocation d'actifs applicable aux investissements, les taux de rendement historiques et les conditions actuelles de marché.

Les activités de déconstruction sont à ce jour prévues pour durer jusqu'à la décennie 2080. Tout changement dans les coûts ou le calendrier des activités de déconstruction, ou tout changement dans les revenus du fonds, est susceptible d'affecter la capacité des fonds à couvrir le coût de la déconstruction des centrales, et si les montants devaient s'avérer insuffisants, des fonds supplémentaires devraient être fournis par CENG. Aucun versement n'a été effectué dans ces fonds au cours des exercices 2009 et 2010 et les seuls décaissements effectués l'ont été en vue de couvrir les frais de gestion des fonds et des dépenses autorisées.Tous les 2 ans, la NRC exige des entreprises américaines qui produisent de l'électricité d'origine nucléaire, qu'elles établissent un rapport sur l'état des fonds et qu'elles fournissent une assurance raisonnable qu'ils seront disponibles pour la déconstruction de leurs sites. La NRC a conclu en 2009 que CENG fournissait une garantie satisfaisante ; le prochain rapport que CENG devra fournir à la NRC sur ce sujet devra être déposé au printemps 2011.

La valeur des investissements dans le fonds d'affectation spéciale est reportée à la valeur de marché dans le bilan consolidé. Au 31 décembre 2010, cette valeur était de 1,4 milliard de dollars américains.

6.3.4.6.3 UniStar Nuclear Energy

Depuis juillet 2007, le groupe EDF participe au renouveau du nucléaire aux États-Unis au travers d'UniStar Nuclear Energy (UNE) avec l'objectif de développer l'EPR outre-Atlantique.

Contexte relatif à UniStar Nuclear Energy

Le 20 juillet 2007, EDF et Constellation Energy Group ont signé un accord relatif à la création de la joint venture à 50/50 UniStar Nuclear Energy LLC. L'objet de cette joint venture est de construire, détenir et exploiter un parc standardisé de centrales nucléaires équipées de réacteurs de type EPR en Amérique du Nord.

À la signature de cet accord, EDF a versé un apport initial de 350 millions de dollars américains à la joint venture. En 2008, des contributions additionnelles de 100 et 75 millions de dollars américains ont été apportées, correspondant respectivement à l'enregistrement de la première demande de licence de construction et d'exploitation (COLA) auprès de la NRC pour le projet Calvert Cliffs 3 (mars 2008) et de la deuxième demande de licence pour le projet Nine Mile Point 3 (fin septembre 2008).

En contrepartie des apports en numéraire d'EDF, CEG a apporté à UNE sa participation dans la joint venture avec AREVA (UniStar Nuclear LLC), qui détient l'exclusivité du développement de l'EPR aux États-Unis, et les droits d'utilisation des sites nucléaires de Calvert Cliffs, Nine Mile Point et R.E. Ginna afin de développer d'éventuels nouveaux EPR.

Aprés l'annonce par CEG de sa volonté de ne pas poursuivre le project CC3, le groupe EDF a conclu, le 26 octobre 2010, un accord global qui réorganise son partenariat avec Constellation Energy (CEG). Selon les termes de l'accord, EDF a procédé au transfert de 2,5 millions d'actions CEG en sa possession (le transfert de 1 million supplémentaire de ces actions étant soumis à des conditions exposées ci-dessous) et CEG a renoncé aux droits relatifs à son option de vente existante [1]. Suite à ces transactions, CEG est totalement désengagée du développement et du financement d'une nouvelle centrale nucléaire sur le site de Calvert Cliffs. L'accord-cadre prévoit également d'autres dispositions, qui réorganisent les relations entre les deux sociétés, et notamment :

- EDF a acquis la participation de 50 % détenue par CEG dans UniStar Nuclear Energy (« UNE ») et, au travers d'UNE, des droits sur deux autres sites nucléaires, Nine Mile Point-3 et Ginna-2, moyennant une contrepartie de 140 millions de dollars américains ;
- EDF a renoncé à son siège au Conseil d'administration de CEG et le pacte de l'actionnaire (y compris la clause de moratoire) existant entre EDF et CEG a été résilié ;
- CEG est convenu d'enregistrer auprès de la Securities and Exchange Commission (SEC) le solde d'actions encore détenues par EDF au capital de CEG.

Les contrats d'achat d'électricité entre CENG, CEG et EDF ont aussi été modifiés. (Voir 6.3.4.6.2 « Nucléaire existant : Constellation Energy Nuclear Group (CENG) »).

A la suite de l'accord global conclu le 26 octobre 2010 en vertu duquel EDF a acquis la participation de 50 % de CEG dans UniStar Nuclear Energy. EDF est ainsi devenu l'unique actionnaire d'UNE. En outre, dès réception des autorisations requises, CEG procèdera au transfert par CENG au bénéfice d'UNE de nouveaux sites nucléaires potentiels à Nine Mile Point et Ginna dans l'État de New York ; en contrepartie, EDF procèdera au transfert à CEG d'un million d'actions supplémentaires de CEG en sa possession [2].

La rentabilité prospective du projet CC3 dans un cadre non régulé a subi une détérioration marquée du fait de la chute rapide des prix de l'énergie aux Etats-Unis. Cette chute résulte principalement de la montée en puissance de la production de gaz de schiste et d'une situation économique qui reste défavorable. De surcroît, les événements récents au Japon introduisent un élément supplémentaire d'incertitude. Dans ce contexte, la décision d'investir à nouveau des montants significatifs dans le projet CC3 reposera sur trois conditions principales non satisfaites à ce jour :

- La mise en place d'un cadre régulé local dans l'Etat du Maryland à même de viabiliser le projet,
- L'obtention d'un financement fédéral (programme de Loan Guarantee) à des conditions compétitives, et
- La conclusion satisfaisante des négociations avec les deux prestataires principaux (Areva et Bechtel) concernant le coût total du projet et le rôle industriel qu'EDF entend occuper, y compris la possibilité qu'UNE prenne le rôle d'architecte-ensemblier.

Gouvernance d'UniStar Nuclear Energy

Selon les dispositions revues et modifiées de l'accord, EDF Inc. a nommé les huit membres qui composent le Conseil d'administration d'UNE. Afin de respecter la structure de gouvernance destinée à contrôler l'influence d'un actionnaire étranger (*Foreign Ownership Control and Domination*, FOCD), le Conseil d'administration d'UNE accueille en son sein deux administrateurs indépendants et un Président, tous trois de nationalité américaine. En outre les décisions du Conseil d'administration sur la sécurité et la sûreté nucléaires sont confiées par délégation à un sous-comité de la sécurité au sein du Conseil d'administration, auquel siègent les deux administrateurs indépendants et le Président du Conseil d'administration. Le Président-Directeur Général d'UNE est également un ressortissant des États-Unis, qui assume la responsabilité au quotidien des questions de sécurité et sûreté nucléaires. Le Chief Nuclear Officer (CNO) doit aussi être de nationalité américaine.

Le développement des EPR américains

Depuis sa création, UNE s'est consacré au développement des projets d'EPR aux États-Unis et en particulier au premier projet sur le site de Calvert Cliffs, en se concentrant notamment sur :

- le montage et le suivi des dossiers d'autorisation et de permis (y compris la licence de construction et d'exploitation) ;
- la mise en place d'un plan d'actions techniques avec les partenaires industriels AREVA et Bechtel, limité, dans l'attente de l'obtention des autorisations et licences, aux actions nécessaires au respect des objectifs de planning de mise en service des tranches. Ces actions portent sur la réservation et l'approvisionnement de composants essentiels auprès d'AREVA pour lesquels des goulots d'étranglement ont été identifiés, la signature de contrats avec Alstom pour la réservation d'un jeu de quatre turbines et les études d'ingénierie associées, la signature de contrats

1. *En 2008, le groupe EDF avait consenti à CEG la possibilité de disposer de liquidités supplémentaires au travers d'un contrat d'option de vente d'actifs en application duquel CEG avait la faculté de vendre au groupe EDF certains actifs de production non nucléaires dans la limite de 2 milliards de dollars. Cette option de vente devait prendre fin au 31 décembre 2010.*
2. *Source : CEG Formulaire 424B7, 22 novembre 2010.*

d'études d'ingénierie détaillées et d'optimisation des coûts avec le consortium AREVA-Bechtel et le lancement de négociations sur le contrat EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) ;
- l'évolution des négociations pour l'obtention d'une garantie de financement conditionnelle par le Gouvernement fédéral américain (garantie fédérale de prêts du Département de l'Énergie) complétée d'une garantie de prêt de la part de la Coface.

La conception de l'EPR américain s'inspire de l'EPR européen et prend en compte les codes et normes américains. Ses performances en termes de systèmes de sûreté (redondance des systèmes de sauvegarde répartis en quatre trains, récupérateur de corium en cas d'accident majeur, coque permettant de supporter une chute d'avion), de production nette d'électricité (1 600 MW) et de facteur de disponibilité et de charge sont équivalentes.

La conception est principalement réalisée par AREVA Inc. (îlot nucléaire), Bechtel (îlot conventionnel, travaux de génie civil et toutes les installations de la centrale hors îlot nucléaire et salle des machines) et Alstom (principaux composants de la salle des machines).

UNE concentre ses efforts sur le financement du projet, les procédures d'obtention des permis, la mise en place de montages industriels et opérationnels robustes et le développement technique du projet.

Les principales autorisations de construction et d'exploitation de la centrale sont les suivantes :
- AREVA est en charge du dossier de certification de l'EPR américain. L'étude actuelle du dossier par la NRC pourrait conduire à une certification de la conception courant 2013 ;
- Demande de licence de construction et d'exploitation (*Combined Operating License Application,* « COLA ») auprès de la NRC ;
- UNE est également en charge de l'obtention des autorisations réglementaires de l'État du Maryland et des autorités administratives (permis de construire, études d'impact environnemental, autorisation de rejet).

Projet Calvert Cliffs 3

La priorité immédiate d'UNE porte sur la construction potentielle de la troisième tranche de la centrale de Calvert Cliffs (« CC3 ») sur un terrain détenu par UNE contigu aux deux autres unités du site, Calvert Cliffs 1 et 2 exploitées par CENG.

La demande de licence de construction et d'exploitation (COLA) pour le projet Calvert Cliffs 3 a été acceptée pour étude par la NRC, début juin 2008.

En tant que concessionnaire (propriétaire et exploitant de la centrale), UNE est en charge de la demande de licence de construction et d'exploitation. La NRC procède actuellement à une analyse de la demande de licence pour CC3, ce qui pourrait donner lieu à une approbation courant 2013.

UNE sera amenée à conduire également toutes les autres activités qui font sens par rapport à cette date cible d'entrée en exploitation commerciale, et notamment : montage des dossiers réglementaires et administratifs pour l'État du Maryland et les autorités administratives.

Financement

Dans le cadre de l'*Energy Policy Act* de 2005 (EPACT), UNE, à travers son projet CC3, est en lice pour obtenir, du Département de l'Energie, une partie de l'enveloppe de la garantie fédérale de 10 milliards de dollars américains accordée aux projets de centrales nucléaires de nouvelle génération.

La garantie fédérale de prêt du Département de l'Energie est envisagée pour les activités menées après l'obtention de la licence de construction et d'exploitation (COLA). La garantie de prêt de la COFACE est, quant à elle, envisagée pour les activités menées avant et après l'obtention d'une telle licence.

S'agissant du financement du projet et, plus spécifiquement, des demandes de garanties de prêt, la situation est la suivante :

- COFACE : la promesse de garantie destinée à couvrir une partie des dépenses liées aux fournitures (pièces et/ou services) d'AREVA, Alstom et EDF pour CC3 avant l'obtention de la licence COLA a été obtenue en novembre 2009 et a été étendue à l'année 2010 avec une date d'expiration au 22 avril 2011. Le 26 avril 2010, une garantie de couverture de la COFACE à hauteur de 675 millions de dollars américains a été mise en place en vue de financer certaines dépenses et équipements éligibles d'EDF, Areva et Asltom pour la période préalable à l'obtention de la licence. Le 25 mars 2011, la facilité de crédit syndiquée par cinq banques est arrivée à échéance et n'a pas été renouvelée. EDF et ses fournisseurs travaillent à la prolongation de la promesse de garantie COFACE pour la période préalable à l'obtention de la licence.
- Département de l'Énergie américain : en février 2009, le Département de l'Energie a sélectionné, entre autres, le projet CC3 pour effectuer une revue approfondie de son évaluation (dans le cadre d'une « *due diligence* ») en vue d'une éventuelle attribution de garantie de prêt. Ce projet a ensuite été sélectionné avec trois autres projets pour faire l'objet de négociations supplémentaires. Depuis octobre 2009, UNE est en négociation avec le Département de l'Energie sur les conditions de financement des garanties fédérales de prêts. Le 4 décembre 2009, UNE a déposé un projet de contrat EPC avec AREVA et Bechtel. En 2010, UNE a procédé à des mises à jour trimestrielles de sa demande de garantie de prêt. Après une nouvelle phase de diligences durant le premier semestre, le Département de l'Énergie et UNE ont négocié un projet d'accord sur la garantie de prêt conditionnel (CGLC) en définissant les termes et conditions. Toutefois un accord sur ce CGLC n'a pu être obtenu avant le rachat des parts de CEG dans UNE par le groupe EDF. EDF a donc postérieurement à cette acquisition repris les discussions avec le Département de l'Energie en décembre 2010 en vue d'obtenir un CLGC sur de nouvelles bases et une nouvelle phase de revue approfondie a commencé en janvier 2011.

Autorisations administratives

La Public Service Commission du Maryland a émis un Certificat d'Utilité Publique (Certificate of Public Convenience and Necessity, « CPCN ») pour le projet CC3 en juin 2009. Ce certificat regroupe l'ensemble des autorisations de l'État et des autorités administratives nécessaires à la construction de la centrale nucléaire CC3. Le certificat final incluant les révisions relatives aux rejets atmosphériques (Air Permit) a été reçu le 25 août 2010.

Montage industriel pour la conception et la construction de l'EPR américain à Calvert Cliffs

Le montage industriel envisagé pour le projet CC3 repose sur les principes suivants :
- AREVA et Bechtel forment un consortium ;
- UNE et le consortium concluent un contrat EPC pour la réalisation des études de conception, l'achat des équipements et le montage ;
- Le consortium assure le rôle d'architecte-ensemblier.

Toutefois EDF pourrait proposer un schéma industriel différent, renforçant le rôle de UNE en tant qu'architecte-ensemblier du projet et définir de nouvelles

relations contractuelles avec Bechtel et AREVA.

Conception détaillée de la centrale
Le contrat d'ingénierie de conception détaillée de l'EPR américain (générique) et du projet CC3 (spécifique) a été signé en septembre 2008. Outre le travail d'ingénierie en cours, un accord a été conclu en 2009 avec le consortium AREVA-Bechtel qui prévoit le développement des points contractuels suivants : spécification détaillée du périmètre d'études, volume cible d'heures d'ingénierie et mécanisme d'intéressement du consortium, lié à la performance des études.

Les études de conception et l'approvisionnement sont également en cours pour un nombre limité de composants critiques de l'îlot nucléaire (comme composants de la cuve sous pression du réacteur, de générateurs de vapeur) et de l'îlot conventionnel (comme le rotor ou les carters des étages haute et moyenne pression de la turbine), et ce avec AREVA et Alstom respectivement.

Nouveau partenaire américain pour le projet CC3
Lors de son audition par la NRC le 8 décembre 2010, EDF a déclaré estimer que sa structure de gouvernance remplit ses obligations au regard du droit américain, mais qu'il pourra être envisagé ultérieurement d'associer un partenaire américain dans le cadre du projet Calvert Cliffs 3. Par lettre en date du 6 avril 2011, le NRC a informé UNE que le NRC n'acceptera pas d'octroyer une licence d'exploitation à UNE pour CC3 en l'absence d'un partenaire américain.

Autres projets d'EPR américains envisagés par UniStar Nuclear Energy

Nine Mile Point
La demande de licence de construction et d'exploitation pour le projet Nine Mile Point 3 de Scriba (État de New York) a été déposée et acceptée pour étude par la NRC en décembre 2008.

Le projet Nine Mile Point 3 n'a pas été sélectionné par le Département de l'Energie américain pour l'obtention d'une garantie fédérale de prêt car la date d'exploitation commerciale initialement envisagée pour ce projet le place dans une deuxième vague d'attribution.

Compte tenu de la priorité affichée pour le projet CC3 et du calendrier du Département de l'Energie pour l'attribution de la garantie fédérale de prêt, UNE a, depuis 2009, volontairement et sensiblement réduit la cadence des travaux pour le projet Nine Mile Point 3.

Projets PPL et Ameren
Les autres projets d'EPR américains auxquels participe UNE accusent également des retards importants.

Le projet d'EPR Pennsylvania Power & Light (PPL) envisagé à Bell Bend en Pennsylvanie n'a pas été sélectionné par le Département de l'Energie américain en vue de l'obtention d'une garantie fédérale de prêt. PPL exploite deux réacteurs nucléaires (Susquehanna 1 & 2) en Pennsylvanie. PPL recourt cependant à UNE sous la forme d'un contrat de services pour l'établissement de la demande de licence de construction et d'exploitation de ce projet.

Concernant le projet d'EPR envisagé à Callaway dans le Missouri, Ameren a annoncé en avril 2009 la suspension de toute initiative de construction d'une nouvelle centrale nucléaire dans le Missouri. Ameren exploite une centrale nucléaire (Callaway) dans le Missouri.

6.3.4.6.4 Participation d'EDF dans Constellation Energy (CEG)

Au 31 décembre 2010, le Groupe EDF détenait 7,2 % du capital de CEG, ayant une valeur de 425 millions de dollars américains, entreprise basée à Baltimore et figurant au palmarès Fortune 500. CEG détient 50,01 % de CENG, et fournit du gaz naturel, de l'électricité et des services associés sur les marchés de gros et de détail. À la tête d'un parc diversifié d'unités de production localisées aux États-Unis et au Canada d'une capacité de production totale d'environ 11 686 MW fin 2010, CEG distribue de l'électricité et du gaz naturel dans le centre du Maryland à travers sa filiale régulée de distribution Baltimore Gas and Electric Company (BGE). En 2010, CEG a réalisé un chiffre d'affaires de 14,3 milliards de dollars, en baisse de 8% par rapport à 2009. L'exercice 2010 présente une perte nette de 932 milliards de dollars pour CEG [1].

6.3.4.7 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 du Sud.

L'investissement dans le secteur de la production électrique en Asie, et particulièrement 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 la relance du programme nucléaire mondial, pour l'équipement de pays émergents et dans la perspective du renouvellement du parc français.

6.3.4.7.1 Activités du groupe EDF en Chine

Présent depuis près de 30 ans en Chine au travers de prestations de conseil dans les domaines nucléaire, thermique et hydraulique, le groupe EDF est aujourd'hui l'un des plus importants investisseurs étrangers dans la production d'électricité par ses participations dans des centrales thermiques au charbon d'une puissance totale installée de 4 980 MW. Avec le projet de Taishan Phase I (2 x 1 750 MW), EDF est devenu investisseur dans un projet de production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire de type EPR en Chine. Par ailleurs, EDF développe des partenariats lui ouvrant de nouvelles perspectives d'investissement dans le nucléaire, le thermique charbon le plus avancé sur le plan technologique, l'hydraulique, la distribution et les énergies renouvelables dont l'éolien.

Activités dans la production d'électricité nucléaire

Centrales de Daya Bay – Ling Ao
Après avoir conduit la conception, la construction et la mise en service en 1994 de Daya Bay (2 réacteurs nucléaires de 1 000 MW chacun), puis assisté le groupe chinois China Guangdong Nuclear Power Holding Co., Ltd (CGNPC) pour la construction des deux tranches de la centrale de Ling Ao phase I (2 x 1 000 MW), mises en service respectivement en 2002 et 2003, EDF apporte aujourd'hui une assistance à la société Daya Bay Nuclear Operation and Maintenance Co. Ltd dans le domaine de l'exploitation. Les performances enregistrées par ces centrales depuis leurs mises en service constituent une des principales références du Groupe en Chine.

1. *Source : 10-K-2010.*

EDF intervient aussi en assistance à la filiale de CGNPC, China Nuclear Power Engineering Company Ltd (CNPEC) sur le projet Ling Ao phase II, qui consiste à construire deux nouvelles tranches de 1 000 MW sur ce site. L'unité 1 de Ling Ao phase II a été mise en service en septembre 2010.

Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC)
Au 31 décembre 2010, EDF possède 30 % des parts de Taishan Nuclear Power Joint Venture Company Limited (TNPJVC), qui a pour objet de construire et d'exploiter deux réacteurs nucléaires de technologie EPR à Taishan, dans la province du Guangdong. La durée de la société est fixée à 50 ans, soit la durée maximale autorisée à ce jour pour une joint venture dans le nucléaire en Chine. Par cette opération, le Groupe est pour la première fois investisseur dans la production nucléaire dans ce pays.

Six mois après le coulage du premier béton de l'unité 1 pour la construction de l'îlot nucléaire en octobre 2009, le premier béton de l'unité 2 a été réalisé en avril 2010. Le succès du projet reposera sur la complémentarité des compétences des groupes EDF et CGNPC. La mise en service de la première unité devrait intervenir fin 2013 et la seconde en 2014.

Accords de partenariat
L'accord de partenariat global entre EDF et CGNPC signé en 2007 a été complété par un protocole d'accord sur la mise en œuvre de ce partenariat signé le 29 avril 2010.

EDF a par ailleurs conclu le 29 avril 2010 un accord cadre de partenariat avec China National Nuclear Corporation (CNNC) visant à favoriser une coopération sur la gestion d'entreprise et sur certains domaines techniques.

Activités dans la production d'électricité thermique charbon
EDF est présent depuis plus de 12 ans dans la production d'électricité thermique à partir de charbon en Chine.

French Investment Guangxi Laibin Electric power Company, Ltd. (Figlec)
Au 31 décembre 2010, 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 2010, le groupe EDF détient 19,6 % de SZPC, société propriétaire de trois centrales à charbon dans la province du Shandong, d'une puissance totale de 3 060 MW. Les autres actionnaires sont des sociétés chinoises dont le groupe Guodian et l'électricien hongkongais CLP. Ces centrales ont été mises en service progressivement entre 1987 et 2004.

Datang San Men Xia Power Generation Company Ltd. (DSPC)
Au 31 décembre 2010, le groupe EDF détient 35 % de DSPC, société propriétaire de la centrale de San Men Xia 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 » et, éventuellement, dans des projets mettant en œuvre des solutions de capture et stockage de CO_2 (CCS).

Activités dans le secteur du gaz

Beijing United Gas Engineering & Technology company (« Buget »)
Au 31 décembre 2010, EDF possède 20 % des parts de Buget, société de conception, de construction et de conseil dans le domaine de la distribution du gaz. Beijing Gas Group (BGG) est majoritaire dans la société. L'échéance de la société commune est fixée à 2014.

Activités dans la production d'électricité hydraulique
Présente depuis 1985 dans ce domaine, EDF est un acteur reconnu. Le Groupe est intervenu comme consultant sur plusieurs ouvrages installés en Chine et examine à nouveau les opportunités d'investissement ou d'offres de service, qui répondraient à un besoin de la partie chinoise qui développe un ambitieux programme hydraulique.

6.3.4.7.2 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, 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.

Vietnam
Au 31 décembre 2010, EDF possède 56,25 % de Mekong Energy Company Ltd. (MECO), la société propriétaire de Phu My 2.2, centrale à cycle combiné à gaz d'une capacité de 715 MW, mise en service en 2005. Il s'agit du premier projet d'IPP à investissement exclusivement étranger lancé au Vietnam. Les autres actionnaires sont les filiales internationales des compagnies japonaises Sumitomo Corporation (28,125 %) et Tokyo Electric Power Company, Inc. (Tepco) (15,625 %). Le contrat BOT (*Built, Operate, Transfer*) a une durée de 20 ans. EDF a assuré en 2005 la livraison clés en main de la centrale et MECO en pilote aujourd'hui l'exploitation.

EDF a également manifesté son intérêt pour des centrales cycle combiné gaz et est membre d'un consortium préqualifié dans le cadre d'un appel d'offres pour un projet de centrale charbon de 2 x 600 MW.

Laos
Au 31 décembre 2010, après rachat à Italian-Thai Development public company limited (ITD) de 5 % du capital de la société, le groupe EDF détient 40 % de Nam Theun 2 Power Company (NTPC), société propriétaire du complexe hydroélectrique de Nam Theun 2 d'une puissance installée de 1 070 MW, construite par le groupe EDF dans le cadre d'un contrat « clé en main ». Les autres actionnaires sont une société thaïlandaise, EGCO (Energy Generating Company) à hauteur de 35 % et une société d'Etat laotienne, LHSE (Lao Holding State Enterprise) à hauteur de 25 %. La société NTPC exploitera la centrale pendant 25 ans au titre du contrat de concession conclu

avec le gouvernement du Laos. L'électricité produite sera vendue à la Thaïlande pour 95 % et au Laos pour 5 %.

La mise en service commerciale de l'ensemble du complexe hydroélectrique est intervenue le 30 avril 2010. En délivrant le 3 décembre 2010 sa non-objection au certificat d'achèvement, le gouvernement du Laos a confirmé que le projet avait rempli à cette date ses obligations contractuelles en matières environnementale et sociale et également en termes de performance, conformément aux engagements du contrat de concession signé en 2002 entre le gouvernement du Laos et la société NTPC. Certains de ces engagements se poursuivront durant les 25 ans de la période de concession.

6.3.4.8 Amérique latine

En Amérique latine, le groupe EDF est présent sur le marché brésilien.

Le groupe EDF détient 90 % de UTE Norte-Fluminense, société qui a construit et exploite depuis fin 2004 la centrale à cycle combiné gaz de UTE Norte-Fluminense d'une puissance installée de 869 MW et située 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 6 511 GWh en 2010.

Dans une optique de positionnement sur le long terme, EDF a signé, le 23 décembre 2008, avec les sociétés brésiliennes Eletrobras et Eletronuclear, un accord de coopération dans les domaines hydraulique et nucléaire, d'une durée de 5 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 de 10 682 MW), et organiser le partage d'expériences et de bonnes pratiques concernant le déploiement du nouveau programme électronucléaire brésilien.

Le 17 juillet 2009, un accord de coopération technique (« Technical Cooperation Agreement ») a été signé entre EDF, Eletrobras, Eletronorte et Camargo Correa, qui organise les activités d'études de faisabilité technique, économique et environnementale du complexe hydroélectrique de Tapajos. De manière spécifique, l'accord établit l'organisation, la répartition des rôles et des responsabilités entre les parties, et le calendrier pour chacun des cinq ouvrages, jusqu'à l'obtention des licences préliminaires avant la mise aux enchères publiques.

Le Brésil sera le pays organisateur de la prochaine Coupe du monde de Football en 2014 et des Jeux Olympiques à Rio en 2016. Dans le cadre de la préparation de ces grands événements sportifs, EDF et Eletrobras ont signé le 22 juillet 2010 un nouvel accord de coopération pour la préparation et la mise en œuvre conjointe de services dans les domaines de l'efficacité énergétique.

6.3.4.9 Afrique

Le Groupe entend développer des modes d'intervention, variables selon les zones géographiques, sur le continent africain en tant qu'axe de croissance dans les nouveaux marchés. Par ailleurs, il poursuit ses interventions au titre de l'accès à l'énergie.

6.3.4.9.1 Afrique du Sud

En cohérence avec les perspectives de croissance soutenue de l'économie, le Gouvernement sud-africain prévoit un doublement de la puissance électrique installée de 44 à 85 GW d'ici 2030, dont une part significative devrait être confiée au nucléaire. À l'issue d'une consultation sur la fourniture de 3 500 MW nucléaires, l'électricien national Eskom a déclaré fin 2008 l'appel d'offres infructueux en raison de l'importance du montant de l'investissement dans un contexte de crise économique et financière. Depuis, le dossier est repassé sous l'égide du Gouvernement sud-africain et celui-ci maintient sa volonté d'avoir recours au nucléaire dans son futur bouquet énergétique. D'après le plan directeur énergie du pays rendu public en octobre 2010, 9,6 GW d'énergie électro-nucléaire devraient être mis en service entre 2023 et 2030.

6.3.4.9.2 Côte-d'Ivoire

EDF détenait indirectement 32,85 % de la société Azito Énergie, propriétaire de la centrale d'Azito, et directement 50 % de la société d'exploitation de la centrale, Azito O&M, depuis 1999. Située près d'Abidjan, la centrale, d'une capacité de 289 MW, comprend deux turbines à gaz alimentées par du gaz naturel d'origine ivoirienne, et vend intégralement sa production à l'opérateur national ivoirien.

Le 30 mars 2010, EDF a signé avec Globeleq un accord en vue de la cession de l'ensemble de ses parts dans les sociétés Azito Energie et Azito O&M. Cette cession a été finalisée le 29 octobre 2010, après réalisation de l'ensemble des conditions préalables. Depuis cette date, EDF est totalement désengagé de la centrale d'Azito.

6.3.4.9.3 Sénégal

La crise très grave traversée par le secteur électrique sénégalais a conduit le gouvernement de ce pays à demander à EDF de l'appuyer dans le diagnostic de la situation et dans la définition d'un plan d'urgence visant à rétablir durablement la qualité du service.

EDF intervient donc depuis 2010 dans le cadre d'un accord de coopération signé le 17 décembre 2010 qui porte sur tous les volets de l'activité du secteur : production, distribution et commercialisation.

6.3.4.9.4 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 2010, cinq sociétés de ce type ont été créées dans quatre pays (Mali, Maroc, Afrique du Sud et Botswana). Environ 330 000 personnes bénéficient des services énergétiques de ces sociétés.

Dans toutes ces opérations, EDF intervient en partenariat avec d'autres acteurs industriels tels que Total, Tenesol, Nuon ou FRES et associe désormais de manière systématique des acteurs locaux susceptibles de prendre le relais lorsque les conditions d'une exploitation rentable et durable sont réunies.

En Afrique du Sud, EDF détient à ce jour une participation de 50 % dans la société KES (Kwazulu Energy Services). En juin 2009, un opérateur local, Calulo, est entré au capital de KES à hauteur de 15 %. Le solde de 35 % est détenu par Total. Créée en 2002, la société KES a initialement développé ses activités via des kits photovoltaïques dans le KwaZulu-Natal. Depuis 2007, KES étend son activité à l'Eastern Cape. A la fin 2010, KES alimente en énergie électrique, mais aussi gaz pour la cuisson, environ 69 000 personnes pour un objectif de 270 000 dans les 3 à 4 années sur les deux provinces.

Au Mali, EDF a cédé ses participations dans les deux sociétés Yéelen Kura et Korayé Kurumba. Ces sociétés poursuivent leur développement pour

alimenter sous 2 ans environ 100 000 personnes chacune. EDF les accompagne dans le cadre de contrats de coopération (conseil, retour d'expérience, formation…).

Au Maroc, Temasol (société détenue par EDF et Total via leur filiale commune Tenesol), dessert près de 169 000 personnes avec des kits photovoltaïques.

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 photovolotaïques sur l'ensemble du territoire. C'est ainsi qu'en juillet 2010, EDF est entré à 45 % dans une filiale commune avec BPC. Cette entreprise locale – BPC Lesedi – est chargée de déployer le programme (300 000 à 400 000 personnes d'ici 5 ans) en s'appuyant sur un réseau de franchisés.

Enfin, en novembre 2010, EDF a remis avec son partenaire local Matforce, une offre à l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (« ASER ») pour devenir opérateur de la concession d'électrification rurale de Kaffrine Tambacounda Kédougou (180 000 personnes sous 3 ans). Le groupement EDF Matforce est attributaire provisoire de cette concession depuis le 14 décembre 2010. Le contrat de concession est en cours de négociation au début de l'année 2011.

6.4 Autres activités et fonctions transverses

6.4.1 Autres activités

6.4.1.1 Énergies nouvelles

Le développement des énergies renouvelables est devenu une réalité, principalement en Asie (Chine), en Europe et aux États-Unis : en 2010, 35,8 GW d'éolien ont été installés dans le monde, dont environ 16,5 GW en Chine, 9,9 GW en Europe et 5,1 GW aux États-Unis. En Europe, les capacités installées éoliennes en 2010 pour l'Espagne, l'Italie et la France sont respectivement de 1 516 MW, 948 MW et 1 086 MW. La capacité cumulée installée atteignait plus de 194 GW d'éolien dans le monde à fin 2010, dont plus de 86 GW en Europe, plus de 40 GW aux États-Unis et environ 59 GW en Asie [1].

Le développement concerne aujourd'hui très largement l'éolien, la biomasse et le solaire. L'hydraulique est en effet arrivée à saturation dans beaucoup de pays.

Leader européen en matière d'énergies renouvelables grâce à l'hydraulique, le groupe EDF a pour ambition de développer toutes les formes d'énergies renouvelables, et en priorité la production éolienne et solaire. EDF entend aussi favoriser l'émergence de nouvelles technologies en lien avec la R&D. Cette démarche s'inscrit dans le cadre de la politique de développement durable du Groupe (voir section 6.4.3.2 (« La politique environnementale »). Enfin, EDF favorise le développement des énergies réparties comme le photovoltaïque, les pompes à chaleur et le bois.

6.4.1.1.1 Présentation des énergies nouvelles

L'énergie éolienne

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

– Éolien terrestre (« onshore »)

Il s'agit d'une filière mature, avec des éoliennes dans la gamme des 2 à 3 MW, soutenue par des mesures économiques incitatives dans la plupart des pays. Pour 1 MW de puissance installée, la production annuelle moyenne peut varier de 2 à 3 GWh, selon la qualité du site et le type de machines.

Le principal vecteur du développement de cette énergie du groupe EDF est EDF Énergies Nouvelles, qui peut s'appuyer sur la Direction Recherche et Développement d'EDF pour l'expertise et le suivi technique.

Les filiales EDF Energy 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 5 743 GWh en 2010.

– Éolien maritime (« offshore »)

Considéré comme un nouvel espace de développement, l'éolien « *offshore* » est cependant plus onéreux en termes d'investissement et de coût de raccordement au réseau, avec une exploitation/maintenance en mer plus difficile et sur laquelle les opérateurs manquent de retour. En revanche, du fait de vents plus réguliers, le productible (1 MW installé produit 3 à 4 GWh) et les puissances unitaires (3 à 5 MW) pourraient être supérieurs. S'agissant d'une filière en émergence, la rentabilité est théoriquement la même que dans l'éolien onshore, mais avec un profil de risque plus grand. Le groupe EDF, au travers de plusieurs sociétés, a pris des positions prudentes soit sur des parcs de petite taille, soit sous forme de participation minoritaire sur des parcs plus grands pour accroître ses compétences. Par exemple, le parc C-Power dont la première tranche de 30 MW est désormais en exploitation en Belgique, et dont la construction des tranches 2 et 3 d'une capacité de 295 MW a commencé, a pour actionnaire minoritaire EDF Énergies Nouvelles à hauteur de 18,28 %. De même, le parc de Teeside au Royaume-Uni d'une capacité de 62 MW est détenu à 50/50 par EDF Energy et EDF Énergies Nouvelles.

L'énergie solaire

On distingue l'énergie solaire photovoltaïque (production d'électricité) de l'énergie solaire thermique (production de chaleur).

En 2010, le marché du photovoltaïque a connu en France un essor important, la capacité installée étant passée de 306 à 1 025 MW, Corse et départements d'Outre-Mer compris. La France occupait la cinquième place européenne en termes de capacité installée [1].

C'est également la filiale EDF Énergies Nouvelles qui porte principalement la stratégie de développement du groupe EDF dans l'énergie solaire. Pour la production centralisée, la filiale dispose de 334,5 MWc nets en service ou en construction au 31 décembre 2010, en ligne avec son objectif de capacité installée de 500 MWc nets dans le solaire photovoltaïque à fin 2012. Par

1. *Source : Global Wind Energy Council.*

ailleurs, elle intervient via la filiale EDF Énergies Nouvelles Réparties (détenue à 50 % par EDF Énergies Nouvelles et 50 % par EDF) pour tout ce qui concerne le solaire photovoltaïque dont la production est réalisée sur le lieu de consommation.

L'énergie géothermique

La température des roches de l'écorce terrestre augmente avec la profondeur de la Terre (en moyenne, 3 °C tous les 100 mètres). Dans certaines régions du globe, la chaleur terrestre vient jusqu'à la surface sous forme de sources chaudes, eau ou vapeur d'eau. L'eau chaude est exploitée directement sous forme de chaleur : chauffage central dans les habitations ou chauffage de serres. La vapeur d'eau extraite du sous-sol est utilisée dans la production d'électricité : comme dans une centrale thermique classique, elle actionne une turbine. Il est également possible d'utiliser les roches chaudes et sèches comme source d'énergie. Une circulation d'eau est entretenue entre deux puits forés dans le sol : l'eau versée dans l'un des puits se réchauffe au passage dans les roches sèches et ressort sous forme de vapeur. EDF est partenaire d'un Groupement européen qui développe et exploite une unité prototype de production d'électricité géothermique dans des roches cristallines chaudes et fracturées à Soultz (Alsace).

Les ressources de haute température de la France sont également situées dans les départements d'Outre-Mer. Le groupe EDF est présent dans cette activité notamment à travers sa participation de 5,8 % dans la société Géothermie Bouillante en Guadeloupe.

La biomasse

Les technologies à base de biomasse consistent principalement à brûler certains déchets, provenant notamment de l'industrie du bois ou de l'agro-industrie pour produire de la chaleur ou de l'électricité.

Ainsi, à côté de l'hydraulique, de l'éolien et de la géothermie, la biomasse peut également contribuer à l'objectif de développement des énergies renouvelables.

Par le biais de ses participations, notamment dans la société Dalkia, le groupe EDF détient des parts en France et à l'étranger dans plusieurs dizaines de réseaux de chaleur et d'installations électrogènes de petite taille utilisant essentiellement le bois comme combustible. La société Tiru constitue également une des sociétés du groupe EDF valorisant la biomasse via l'incinération de déchets ménagers organiques et de déchets verts. EDF Énergies Nouvelles détient par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIIF Energies Iberica, en partenariat avec le producteur d'huile d'olive Hermanos Santa Maria, une usine située à Lucena (Andalousie) de 26 MW.

Autres technologies

En anticipation et prise de position sur des solutions technologiques nouvelles, le groupe EDF consacre un effort de recherche et développement important sur des sujets porteurs de relais de croissance à moyen terme : hydrolien (turbines sous-marines exploitant l'énergie des courants marins) et gazéification de biomasse notamment, en plus des sujets déjà évoqués (photovoltaïque film mince, géothermie profonde).

En octobre 2008, le groupe EDF a retenu la société irlandaise OpenHydro Group Ltd. pour construire les premières hydroliennes sur le site de Paimpol-Bréhat (Côtes d'Armor), dans le cadre de son projet pilote de réalisation de ferme hydrolienne pour produire de l'électricité à partir de l'énergie contenue dans les courants de marées. La coopération avec OpenHydro porte sur l'installation de 4 à 6 hydroliennes, d'une capacité totale de 2 à 3 MW, qui devraient être raccordées progressivement au réseau de distribution d'électricité à partir de 2011. Totalement immergées et faciles à déplacer, elles peuvent être néanmoins émergées pour des opérations de maintenance. Le démonstrateur mis en place à Paimpol-Bréhat permettra de tester la technologie en conditions réelles et d'évaluer précisément son impact sur le milieu marin dans le cadre de différentes études. Cette zone, qui bénéficie de courants dont les niveaux d'intensité sont parmi les plus élevés de France, pourrait accueillir, dans l'avenir, d'autres essais de technologies pilotés par EDF. L'engagement de ce projet illustre l'implication du groupe EDF en faveur du développement des énergies de la mer et sa volonté de renforcer ses compétences et de contribuer au développement d'une filière industrielle à l'horizon 2020, aux côtés, notamment, de l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer).

6.4.1.1.2 EDF Énergies Nouvelles

L'engagement du groupe EDF en matière d'énergies renouvelables est porté principalement par EDF Énergies Nouvelles dont l'objectif est d'atteindre une capacité nette installée de 4 200 MW fin 2012 dont 500 MWc de solaire photovoltaïque.

Actionnariat d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles a été introduite en bourse en novembre 2006 et ses actions ont été admises à la cotation sur Nyse Euronext Paris depuis le 28 novembre 2006.

À la date de dépôt du présent document de référence, le capital d'EDF Énergies Nouvelles est réparti de la façon suivante : 50 % détenus par EDF, 25,1 % détenus par le groupe Mouratoglou et 24,9 % dans le public (salariés compris).

1. Source : Observatoire statistique du développement durable - février 2011.

Afin d'organiser leurs relations à l'issue de l'introduction en bourse d'EDF Énergies Nouvelles, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou avaient conclu un pacte d'actionnaires en juillet 2006 ayant pour objet de définir le projet d'entreprise d'EDF Énergies Nouvelles, de préciser la répartition des sièges au Conseil d'administration de la société, les règles de gouvernance ainsi que les engagements relatifs au transfert par Monsieur Pâris Mouratoglou et SIIF Luxembourg (le « groupe Mouratoglou »), de tout ou partie de leurs titres EDF Énergies Nouvelles. Un nouveau pacte d'actionnaires a été conclu en octobre 2010 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui reprend pour l'essentiel les stipulations du pacte conclu en juillet 2006 [1].

Aux termes du pacte d'actionnaires, le groupe EDF dispose, sous certaines conditions, d'un droit de préférence en cas de transfert de tout ou partie de la participation du groupe Mouratoglou à un tiers identifié. En outre, dans l'hypothèse où la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Énergies Nouvelles deviendrait inférieure à 10 % du capital de la société, le pacte prévoit que le groupe Mouratoglou pourrait exiger d'EDF le rachat du solde de sa participation en application d'une option de vente consentie par EDF. Réciproquement, à défaut d'exercice par le groupe Mouratoglou de son option de vente, le groupe EDF dispose d'une option d'achat lui permettant de racheter le solde de la participation du groupe Mouratoglou dans EDF Énergie Nouvelles. Enfin, le groupe Mouratoglou s'est engagé, aux termes du pacte d'actionnaires, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle d'EDF Énergies Nouvelles et ses filiales sur le territoire français ainsi que dans tous les pays où la société exerce ou exercera ses activités, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'une filiale.

Dans le cadre de la conclusion du nouveau pacte d'actionnaires, les groupes EDF et Mouratoglou ont déclaré à l'AMF, le 21 octobre 2010, continuer à agir de concert vis-à-vis d'EDF Énergies Nouvelles.

EDF a annoncé le 8 avril 2011 le lancement d'une offre publique alternative d'achat ou d'échange sur les 50 % du capital d'EDF Energies Nouvelles que le Groupe ne détient pas. Dans ce cadre, le groupe Mouratoglou a pris l'engagement d'apporter à l'offre la totalité des actions qu'il détient, pour moitié à l'offre en numéraire et pour moitié à l'offre en titres (voir section 12.1 (« Evénements postérieurs à la clôture »).

Activités d'EDF Énergies Nouvelles

EDF Énergies Nouvelles exerce plusieurs activités : le développement, la construction et l'exploitation d'actifs de production d'électricité, à partir d'énergies renouvelables, la vente à des tiers d'actifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qu'elle a développés et construits, et enfin l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens pour compte propre et pour compte de tiers (principalement aux États-Unis).

Le tableau suivant présente la capacité installée d'EDF Énergies Nouvelles par filière et par pays au 31 décembre 2009 et 2010 :

	Au 31 décembre 2010		Au 31 décembre 2009	
(Capacité installée en MW)	Brute (1)	Nette (2)	Brute (1)	Nette (2)
Éolien				
France	389,1	355,4	368,4	324,8
Portugal	495,8	302,9	495,8	302,9
Grèce	251,4	232,1	187,4	165,3
Italie	365,0	182,5	291,4	138,4
Royaume-Uni	227,2	163,2	177,2	138,2
Turquie	128,2	51,8	94,0	34,7
Belgique	30,0	5,5	30,0	5,5
Allemagne	7,6	7,6	3,0	3,0
États-Unis	961,1	878,1	965,3	882,3
Mexique	67,5	67,5	37,5	37,5
Total éolien	**2 922,9**	**2 246,7**	**2 650,0**	**2 032,6**
Solaire				
Italie	90,8	70,3	18,9	11,6
France	70,2	69,4	25,9	25,9
Espagne	35,3	22,7	6,7	1,3
États-Unis	6,1	6,1	6,0	6,0
Grèce	6,0	6,0	-	-
Canada	58,7	58,7	23,4	23,4
Total solaire	**267,1**	**233,2**	**80,9**	**68,2**
Autres filières	**232,6**	**183,3**	**214,5**	**156,2**
TOTAL	**3 422,6**	**2 663,2**	**2 945,4**	**2 257,0**

(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.

1. *Décision et Information AMF n°210C1118 du 29 octobre 2010.*

EDF Énergies Nouvelles est présent en Europe dans les pays disposant d'un fort potentiel de développement des énergies renouvelables et particulièrement de l'éolien (France, Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie et Turquie) ainsi qu'en Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique). EDF Énergies Nouvelles est également présent en Belgique, en Espagne, en Allemagne et en Bulgarie.

Outre l'éolien, EDF Énergies Nouvelles a fait du solaire photovoltaïque son deuxième axe de croissance (avec 267,1 MWc bruts installés au 31 décembre 2010). La société est également présente dans la petite hydraulique (avec 131,4 MW bruts installés au 31 décembre 2010), la biomasse (avec 26 MW bruts installés au 31 décembre 2010), ainsi que dans le biogaz (56,1 MW bruts installés au 31 décembre 2010) notamment grâce à l'acquisition en juin 2010 du spécialiste américain Beacon Landfill gas qui possède deux unités de production de 50 MW. Le Groupe a par ailleurs cédé les centrales thermiques d'Énergies Antilles (16,7 MW) et Énergies Saint-Martin (13,6 MW) au premier semestre 2010 et arrêté la production de la centrale de cogénération de Mulhouse au troisième trimestre. EDF Énergies Nouvelles ne conserve dans ses activités historiques de cogénération qu'une participation minoritaire de 35% dans la société Cogeri aux côtés du groupe Dalkia.

EDF Énergies Nouvelles employait 3 043 personnes (y compris EDF Énergies Nouvelles Réparties) au 31 décembre 2010.

Développements dans l'éolien

Au cours de l'exercice 2010, EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans l'éolien, axe principal de sa croissance.

Ainsi, EDF Énergies Nouvelles a augmenté de 272,9 MW ses capacités de production au cours de l'année totalisant ainsi, au 31 décembre 2010, 2 922,9 MW bruts d'éolien. Les mises en service [1] de parcs ont eu lieu principalement en Italie (+73,6 MW), en Grèce (+64 MW), au Royaume-Uni (+50 MW), en Turquie (+34,2 MW), en France (+20,7 MW) et au Mexique (+30 MW).

Au 31 décembre 2010, EDF Énergies Nouvelles disposait de 918 MW en construction (soit 564,1 MW nets) et d'un portefeuille de projets éoliens s'élevant à 13 784 MW.

Dans le cadre de son activité de développement-vente d'actifs structurés, EDF Énergies Nouvelles a finalisé dans l'éolien au cours de l'année la vente du parc de Canton du Quesnoy (10 MW) en France ainsi que la vente aux États-Unis des parcs de Nobles (201 MW).

Développement de la filière solaire photovoltaïque

EDF Énergies Nouvelles a poursuivi son développement dans le solaire photovoltaïque son deuxième axe de développement prioritaire. En 2010, la capacité solaire installée s'élève à 267,1 MWc bruts. Les mises en service ont eu lieu en Italie (+71,9 MWc), en France (+44,3 MWc), au Canada (+35,3 MWc), en Espagne (+28,6 MWc) et en Grèce (+6 MWc). Au 31 décembre 2010, le Groupe totalise 162,6 MWc bruts en construction.

Dans le cadre de son activité de développement-vente d'actifs structurés, EDF Énergies Nouvelles a cédé trois tranches (32,2 MWc) de la centrale de Gabardan, une première tranche de la centrale de Saint-Symphorien (12 MWc) ainsi que 15,7 MWc de projets en grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars).

First Solar reste le principal fournisseur du Groupe en panneaux de couches minces, avec 317 MWc de panneaux sécurisés au 31 décembre 2010 pour la période 2011-2012. Au 31 décembre 2010, EDF Énergies Nouvelles a également sécurisé 164 MWc de panneaux en silicium cristallin et en silicium amorphe.

Par ailleurs, à la suite de la publication en France du décret du 9 décembre 2010 suspendant pour trois mois l'obligation d'achat par EDF de l'électricité photovoltaïque [2] (voir la section 6.5.1.2 (« Législation française »), EDF Énergies Nouvelles a décidé, conjointement avec First Solar, de décaler le démarrage de la construction de l'usine de Blanquefort, pour laquelle le Groupe s'était engagé à acheter l'intégralité de la production à partir de 2012, dans l'attente d'une plus grande visibilité sur le cadre réglementaire du solaire photovoltaïque en France.

Au total, 481 MWc de panneaux photovoltaïques ont été sécurisés pour les années 2011 à 2012, dont une partie sous forme d'option.

6.4.1.1.3 Autres participations dans le secteur des Énergies nouvelles

EDF Énergies Nouvelles Réparties (EDF ENR)

EDF ENR, détenue à parité par EDF et EDF Énergies Nouvelles, conçoit et commercialise depuis fin 2007 des offres solaires photovoltaïques pour les particuliers, les professionnels et les collectivités locales disposant de toitures de taille moyenne.

Avec plus de 8 000 toitures de particuliers déjà équipées et plus de 200 réalisations chez les professionnels et les collectivités pour 12 MWc raccordés, EDF ENR se positionne comme un des leaders en France du solaire photovoltaïque en toiture.

Afin de renforcer sa présence dans ce secteur d'activité, EDF ENR a porté à 100 % sa participation dans le groupe Photon Power Technologies en mai 2010, renommé EDF ENR Solaire à cette occasion.

EDF ENR contrôle directement deux autres sociétés dans le secteur des énergies renouvelables :

- **SUPRA :** détenue à 81,28 % par EDF ENR, la société fabrique, notamment sous les marques SUPRA et Richard Le Droff, des cheminées, des foyers fermés et des poêles à bois. Elle a aussi une activité de négoce d'appareils électriques principalement de chauffage.
- **RIBO :** détenue à 100 % par EDF ENR, la société développe des systèmes de chauffage utilisant les pompes à chaleur air/air destinés aux logements individuels (maisons neuves ou en rénovation lourde) et collectifs (réhabilitation du chauffage électrique en secteur social).

EDF ENR détient également des participations dans le secteur des énergies renouvelables :

- **TENESOL :** EDF ENR détenait, conjointement avec Total, 50% du groupe Tenesol qui fabrique des modules photovoltaïques et les commercialise. EDF ENR a annoncé le 14 avril 2011 la signature d'un protocole d'intention avec le groupe Total portant sur la cession à ce dernier de la

1. *Nettes de cessions de capacités.*
2. *Cette suspension ne s'appliquait pas aux installations inférieures à 3kWc et aux installations pour lesquelles le porteur de projet a accepté la proposition de raccordement fait par le gestionnaire de réseau avant le 2 décembre 2010 sous condition de la réalisation de l'installation dans les 18 mois à compter du décret.*

participation de 50% que le groupe EDF ENR détenait dans la société Tenesol via EDF ENR, sa filiale à 50/50 avec EDF (voir section 12.1 (« Événements postérieurs à la clôture »)).

- **CAPTELIA :** EDF ENR détient, conjointement avec Imérys Terre Cuite, 50% de cette société qui développe et commercialise un système de tuiles photovoltaïques.
- **GIORDANO :** EDF ENR détient 25 % de cette société qui fabrique des capteurs solaires thermiques (pour chauffe-eau solaires notamment).
- **PV Alliance :** EDF ENR détient, conjointement avec Photowatt International et le CEA Valorisation, 40 % de cette société qui a pour objet la recherche de l'amélioration du rendement des cellules photovoltaïques à base de silicium cristallin.
- **APOLLON SOLAR :** EDF ENR détient 40 % de cette société spécialisée dans la recherche de solutions scientifiques, techniques et technologiques destinées à réduire les coûts d'accès à l'énergie photovoltaïque.
- **PHOTOSIL :** EDF ENR détient une participation minoritaire dans cette société qui développe la purification du silicium métallurgique destiné à la fabrication de cellules photovoltaïques.
- **NANOSOLAR :** EDF ENR détient une participation minoritaire dans cette société américaine, qui exploite une technologie innovante de fabrication de cellules photovoltaïques.
- **NEXCIS :** EDF ENR détient une participation minoritaire dans cette société, qui exploite une technologie innovante de fabrication de cellules photovoltaïques (technologie CIGS).

6.4.1.2 Tiru

La société Tiru est une filiale à 51 % du groupe EDF spécialisée dans la valorisation énergétique des déchets sous forme d'électricité et de vapeur destinée au chauffage urbain ou à des usages industriels. Pionnier des énergies renouvelables, Tiru est depuis toujours un producteur d'énergie verte. Depuis 1922, le Groupe conçoit, construit et exploite des unités de valorisation énergétique des déchets.

En 2010, ses 20 unités de traitement thermique et biologique implantées en France et au Canada ont vendu près de 3,7 TWh d'électricité et de vapeur, dont 50 % d'énergie verte [2], à partir de 3,9 millions de tonnes de déchets traités. Les unités de valorisation matière du Groupe implantées en France et à l'international valorisent 320 000 tonnes d'autres déchets (tri/recyclage et compostage). Grâce au Groupe Tiru, chaque année, 465 000 habitants sont chauffés [1] et 590 000 habitants alimentés en électricité [2].

6.4.1.3 Électricité de Strasbourg

Électricité de Strasbourg est une société anonyme, détenue à hauteur de 88,82 % par EDF, dont les actions sont admises aux négociations sur NYSE Euronext Paris. Le solde des actions est détenu par le public.

Électricité de Strasbourg exerce les activités de distributeur d'électricité auprès de 377 communes bas-rhinoises avec 377 contrats de concession qui ont été renouvelés entre 1993 et 1999 pour une durée de 40 ans et dessert environ 80 % de la population du département du Bas-Rhin. Au titre de son activité de distribution d'électricité, Électricité de Strasbourg est soumise aux contraintes légales et opérationnelles liées à l'ouverture des marchés et a ainsi institué au 1er janvier 2004 un Gestionnaire de Réseaux de Distribution indépendant au sein de l'entreprise intégrée.

En application de la loi, Électricité de Strasbourg a filialisé le 1er janvier 2009, son activité de commercialisation en créant la société ÉS Énergies Strasbourg.

ÉS Énergies Strasbourg commercialise de l'électricité auprès d'environ 488 000 clients et a vendu 6,4 TWh d'électricité et 0,2 TWh de gaz en 2010.

ÉS Énergies Strasbourg en tant que distributeur non nationalisé (DNN) bénéficie de conditions d'achat spécifiques du tarif de cession pour sa clientèle régulée. En revanche, pour les autres clients, l'approvisionnement se réalise à des conditions relevant de la logique du marché de l'énergie (en opérant sur les marchés de gré à gré ou sur EPEX), étant entendu que pour environ 40 % de ces besoins, ÉS Énergies Strasbourg a pu conclure des contrats à long terme d'accès à la production.

6.4.1.4 Dalkia

Leader sur le marché européen des services énergétiques, Dalkia a réalisé un produit des activités ordinaires de 7 234 millions d'euros en 2010 sur son périmètre consolidé, comprenant Dalkia France (99,9 %), Dalkia International (75,8 %), Dalkia Investissement (50 %) et Edenkia (50 %). Dalkia dispose d'une gamme complète de services, d'un excellent maillage commercial en France et d'une forte implantation en Europe.

Activités de Dalkia

Le métier de Dalkia repose sur la gestion optimisée des énergies. Dalkia a progressivement décliné une gamme d'activités autour de la gestion énergétique : réseaux de chaleur et de froid, services thermiques et multi-techniques, utilités industrielles, installation et maintenance d'équipements de production, services intégrés de gestion globale de bâtiments et prestations électriques sur voie publique.

Dalkia promeut les énergies renouvelables et les énergies alternatives telles que la cogénération, la biomasse, la chaleur produite par l'incinération des déchets ménagers, la chaleur récupérée au cours des processus industriels ou l'énergie géothermique.

Détail de la participation d'EDF dans la holding de Dalkia

Au 31 décembre 2010, EDF détient une participation de 34 % du capital et des droits de vote de la société holding de Dalkia, constituée sous forme de société par actions simplifiée. Le groupe EDF détient cette participation depuis décembre 2000 après avoir réalisé des opérations incluant l'apport en nature de certaines de ses filiales de services énergétiques à Dalkia. Le solde du capital de Dalkia est détenu, à hauteur de 66 %, par Veolia Environnement, société dont les actions sont admises aux négociations sur Nyse Euronext à Paris et New York. EDF détient par ailleurs 3,9 % du capital de Veolia Environnement au 31 décembre 2010, et environ 24% du capital de Dalkia International.

Pacte d'associés

Le pacte d'associés conclu le 4 décembre 2000 entre EDF et Veolia Environnement, modifié par un avenant en date du 19 avril 2005, contient une clause de changement de contrôle en vertu de laquelle chaque partenaire bénéficie du droit de racheter à l'autre, s'il venait à être contrôlé par un tiers concurrent, la totalité de sa participation dans Dalkia. Il confère également à chaque partie un droit de préemption en cas de cession des titres Dalkia à un tiers acquéreur.

1. *Chauffage urbain.*
2. *Hors chauffage.*

6.4.1.5 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 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 et SOCODEI, filiale à 100% d'EDF au 31 décembre 2010 (à la suite du rachat par EDF de 49 % de son capital en 2010), spécialisée dans le traitement des déchets faiblement radioactifs.

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) et SPE (Belgique), et directement en Allemagne et en France [1]. Le Groupe s'appuie également sur EDF Trading pour des opérations notamment relatives aux interventions sur les marchés de gros.

6.4.2.1 Contexte du marché européen du gaz naturel

6.4.2.1.1 Contexte réglementaire

Le contexte réglementaire du marché du gaz fait l'objet de développements spécifiques à la section 6.5.2 (« Législation relative au marché du gaz »).

6.4.2.1.2 Évolution de la demande et de l'offre gaz

La crise économique et financière mondiale a entraîné, pour la première fois de l'histoire gazière, une baisse de la demande mondiale en 2009. Les scénarii de consommation gazière en Europe ont été revus à la baisse, mais ils sont surtout marqués par une forte incertitude : la demande gazière européenne à long terme dépendra à la fois de paramètres économiques (compétitivité du gaz par rapport aux autres énergies), des avancées technologiques (comme le captage et stockage du carbone) et de la mise en œuvre des politiques énergétiques européennes (énergies renouvelables, émissions de gaz à effet de serre, sécurité énergétique). Dans la plupart des scénarii, la dépendance des pays européens vis-à-vis des importations en gaz, continuera à s'accentuer, principalement en raison de l'épuisement des ressources conventionnelles autochtones (le potentiel de développement des ressources européennes en gaz non conventionnels restant à évaluer).

En parallèle, les États-Unis ont connu un essor de la production des gaz non conventionnels, réduisant drastiquement leurs besoins d'importation de GNL. Toutefois la volonté croissante de nombre de pays producteurs de réserver une partie de leur production de gaz pour leurs besoins locaux et la demande en augmentation de pays émergents (tels que l'Inde et la Chine) devrait se traduire par un accroissement de la concurrence pour l'accès (par gazoduc ou GNL) au gaz.

Aussi, face aux incertitudes du niveau de la demande, la Commission européenne considère que le gaz naturel continuera à jouer un rôle clé dans le bouquet énergétique de l'Union européenne les prochaines décennies et prendra de l'importance comme combustible d'appoint pour la production d'électricité variable, à condition que son approvisionnement soit assuré. Elle estime que l'épuisement des ressources traditionnelles locales en gaz naturel nécessite une diversification des importations à moyen terme. Les réseaux gaziers sont confrontés à des exigences de flexibilité accrue dans le système, à la nécessité de gazoducs bi-directionnels, capacités de stockage supplémentaires et enfin d'un approvisionnement souple, notamment en gaz naturel liquéfié (GNL).

6.4.2.2 Orientation du groupe EDF dans le domaine du gaz naturel

La présence d'EDF dans le domaine du gaz naturel s'explique par le besoin d'alimenter ses centrales électriques à gaz et ses clients qui souhaitent une offre bi-énergie gaz et électricité. La stratégie d'EDF est de se doter des outils lui permettant d'accéder au gaz naturel dans des conditions compétitives par rapport à ses concurrents et de conforter sa place d'acteur de taille européenne sur le marché du gaz.

Le groupe EDF sécurise ses approvisionnements par la poursuite de la constitution d'un portefeuille diversifié, sûr et flexible, d'actifs physiques et contractuels aussi bien liés à l'obtention de gaz naturel (contrats d'achat, réserves) qu'aux capacités logistiques (gazoducs, chaîne GNL, stockage). Les projets engagés ou futurs visent à permettre au Groupe de conclure des négociations directes auprès des producteurs, lui permettant d'accroître son indépendance à l'égard de ses concurrents pour ses approvisionnements et d'en améliorer la compétitivité.

Le groupe EDF développe donc en Europe ses activités sur l'ensemble de la chaîne gazière. L'intégration des positions du Groupe à l'échelle européenne élargit le potentiel de synergies dans la gestion et l'optimisation du portefeuille amont/aval. L'augmentation des volumes manipulés lui permet d'accroître sa capacité de négociation vis-à-vis des grands fournisseurs. L'approche paneuropéenne du groupe s'appuie ainsi sur la complémentarité de projets dans le Nord-Ouest et dans le Sud-Est de l'Europe.

6.4.2.3 Marché final du gaz naturel

6.4.2.3.1 Clients finals

En 2010, les ventes de gaz du Groupe aux clients finals se sont élevées à plus de 130 TWh [2].

En France, le Groupe poursuit une stratégie commerciale qui vise à fidéliser les clients les plus attractifs et à accroître la valeur de son portefeuille client, tout en s'inscrivant dans la démarche du Grenelle de l'environnement en ciblant les clients à forte valeur, en répondant aux attentes exprimées des clients d'offres bi-énergie électricité-gaz et en capitalisant sur l'expérience du Groupe, 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 21,4 TWh en 2010 ce qui représente une part de marché de 4 %. Au 31 décembre 2010, environ 572 000 clients (des particuliers jusqu'aux grands comptes) ont choisi EDF comme fournisseur de gaz naturel. En 2009 ces chiffres s'élevaient respectivement à 18,5 TWh et 530 000 clients.

1. *Voir les sections 6.3.1.2 (« EDF Energy »), 6.3.3.1 (« Edison ») et 6.3.4.2 (« Benelux »).*
2. *Ventes des sociétés EDF, EDF Energy, Edison, SPE, Estag (Autriche) prises à 100 %, c'est-à-dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires). L'activité gaz d'EDF Trading n'est pas prise en compte dans ce chiffre.*

En Italie, au Royaume-Uni et en Belgique, le développement des ventes s'appuie sur une démarche plus offensive avec des portefeuilles avals de clients composés respectivement :

- en Italie : environ 600 000 clients, 4,5 Gm^3 (environ 50 TWh), part de marché non disponible[1];
- au Royaume-Uni : environ 1,7 million de clients, 30,4 TWh, soit 4 % de parts de marché ;
- en Belgique : environ 520 000 clients, 25,6 TWh, soit environ 14 % de parts de marché.

6.4.2.3.2 Production d'électricité

La place du gaz dans la production électrique est en forte croissance depuis plus de 10 ans, et cette tendance pourrait s'accélérer notamment avec le retrait d'ici 2015 de moyens de production fioul et charbon en Europe en raison des nouvelles normes d'émissions. L'efficacité énergétique des centrales à cycle combiné gaz, les faibles coûts d'investissement associés au déploiement de cette technologie et les durées de construction relativement courtes font de cette filière une technologie d'accompagnement vers des technologies bas carbone. En effet à moyen terme, les centrales à cycle combiné gaz (CCG) seront sans doute la seule technologie disponible et déployable rapidement permettant l'atteinte des objectifs de réduction d'émissions de CO_2. A plus long terme, la flexibilité opérationnelle de cette technologie permettra de compenser l'intermittence de la production d'électricité issue des énergies renouvelables. Le Groupe dispose déjà de CCG en Europe (Italie, Belgique, Pays-Bas, Royaume-Uni) et devrait mettre en service ses premières CCG en France en 2011.

En 2010, la capacité installée du Groupe sur le périmètre France, Royaume-Uni, Belgique et Italie s'est élevée à environ 11,5 GW (turbines à combustion, centrales de co-génération, centrales à cycle combiné gaz) et les développements envisagés de la filière gaz sur la zone s'élèvent à plus de 5 GW de puissance installée additionnelle (hors Edison).

En France, au-delà du parc de turbines à combustion classique alimenté en gaz d'une capacité installée de 203 MW[2] EDF mettra en service courant 2011 un cycle combiné gaz de 430 MW à Blénod-les-Pont-à-Mousson et transformera la centrale au fioul de Martigues en deux cycles combinés gaz de 930 MW (le premier cycle combiné gaz devrait être mis en service en 2011 et le second en 2012). Outre la pérennisation d'activité sur ces sites, ces nouvelles installations contribueront à améliorer les performances environnementales globales du parc thermique à flamme d'EDF. Par ailleurs, Alpiq développe sa présence en France avec la construction d'une CCG de capacité de 400 MW à Bayet dont le démarrage est attendu courant 2011 et avec un nouveau projet de centrale à cycle combiné à Monchy-au-Bois d'une capacité de 420 MW dont le démarrage est attendu en 2013.

Le parc de production de SPE en Belgique se compose principalement de centrales électriques alimentées au gaz naturel (environ 1 300 MW). (voir section 6.3.4.2 (« Benelux »)).

EDF Belgium développe quant à elle également deux projets de centrales à cycle combiné d'une capacité de deux fois 460 MW chacun. EDF Belgium s'est toutefois engagé à céder un des deux projets au titre des contreparties demandées par la Commission européenne, à la suite du rachat par le groupe EDF de la majorité du capital de SPE. La cession d'un de ces projets a été conclue en juin 2010 et sera finalisée en 2011.

Au Royaume-Uni EDF Energy est propriétaire de la centrale à cycle combiné de Sutton Bridge [3], d'une capacité de 819 MW (soit environ 2 % de la demande électrique au Royaume-Uni). A proximité de Nottingham, la mise en service de la nouvelle centrale à cycle combiné West Burton B attendue en 2012 augmentera la capacité du Groupe au Royaume-Uni de 1 311 MW.

Enfin en Italie à fin 2010, 75 % de la capacité installée du parc de production d'Edison (d'une capacité totale de 12,5 GW) est composé de centrales électriques alimentées au gaz. Alpiq est également présent en Italie avec de nombreuses participations dans des centrales à cycle combiné.

A travers ses autres filiales, le Groupe développe des centrales à cycle combiné gaz dans le reste de l'Europe et principalement aux Pays-Bas (Province de Zélande) où 2 unités de 435 MW ont démarré fin 2009, en Slovaquie où SSE a réalisé au 1er mars 2010 la mise en service d'une turbine à gaz de 50 MW, et enfin en Grèce où Elpedison opère 390 MW de centrales à cycle combiné et a mis en service une nouvelle centrale à cycle combiné de 420 MW.

Enfin le Groupe dispose de centrales mixtes produisant de l'électricité et de la chaleur fonctionnant au gaz en Pologne à Zielona Gora (voir section 6.3.4.1.1 (« Pologne »)) et en Hongrie, à Budapest, avec les unités de Kispest, Ujpest et Kelenföld (voir section 6.3.4.1.2 (« Hongrie »)).

1. *Chiffre non disponible à la date de dépôt du présent document de référence. À titre indicatif, la part de marché d'Edison sur la demande italienne totale de gaz (y compris consommation des centrales) est de 19 %.*
2. *370 MW devraient être ajoutés à ce bilan au cours de l'année 2011 issus de la récente mise en production des deux turbines à combustion de Montereau bi-fuel (gaz ou fioul) alimentés à ce jour en fioul.*
3. *Le cas spécifique de la gestion de Sutton Bridge conformément aux engagements pris envers la Commission européenne lors de l'acquisition est développé section 6.3.1.2.6 (« Engagements pris au titre de la décision de la Commission européenne sur les concentrations »).*

6.4.2.4 La sécurisation des approvisionnements gaziers

L'éloignement des sources d'approvisionnement, la faible liquidité des marchés court terme et les capacités encore limitées de transport de gaz (chaîne GNL et gazoduc) incitent le Groupe non seulement à diversifier ses sources d'approvisionnement pour avoir accès à des offres compétitives mais également à disposer d'un accès aux infrastructures logistiques sur l'ensemble de la chaîne gaz pour en assurer l'acheminement, la flexibilité d'usage et limiter l'exposition au marché de gros peu liquide et volatile.

Par ailleurs, EDF entend proposer aux producteurs des partenariats innovants en s'appuyant sur ses compétences et son savoir-faire. Dans cet esprit, à la suite de l'accord cadre EDF-Gazprom du 27 novembre 2009, EDF, ENI et Gazprom ont signé le 19 juin 2010 un accord de partenariat tripartite portant sur la prise de participation d'EDF dans la société South Stream AG à hauteur de 10 % minimum.

6.4.2.4.1 Sources d'approvisionnement : exploration – production et contrats long terme

Afin de sécuriser ses approvisionnements, EDF s'appuie sur des contrats diversifiés d'achats long, moyen et court terme, sur de la production de gaz ainsi que sur des interventions sur les marchés de gros via EDF Trading.

L'approvisionnement en gaz du Groupe est réalisé principalement au travers d'un portefeuille de contrats long terme diversifiés de gaz en provenance notamment du Qatar, de Russie, de mer du Nord et d'Afrique du Nord. Le gaz est acheminé à proximité des centres de consommation par gazoduc et sous forme de GNL : environ 25 % du portefeuille d'approvisionnement en gaz du Groupe est constitué de GNL [1]. Les opérations d'ajustement sur les marchés se font par l'intermédiaire d'EDF-Trading.

EDF entend poursuivre sur le moyen et le long terme le développement et la diversification de ses ressources en gaz afin d'optimiser son portefeuille d'approvisionnement et d'en garantir la compétitivité.

Dans cette optique, le développement des activités amont (exploration, production, chaîne GNL, etc.) vise à la fois à réduire l'exposition des approvisionnements du Groupe à la volatilité des prix de marché et à accéder à des ressources en GNL.

L'activité amont d'Edison est la plus significative du Groupe avec à fin 2010 52,8 Gm^3 de réserves dont environ 20 % sont situés en Italie et la production en 2010 a atteint 2 Gm^3. Les activités d'exploration-production d'Edison se positionnent principalement en Italie, au Royaume-Uni, en Norvège, en Croatie, en Algérie, en Égypte et en Côte d'ivoire. Edison possède notamment une participation dans le consortium en charge de l'exploration-production de Reggane Nord en Algérie Edison développe également en Egypte le champ d'Aboukir dont 40 % des réserves de gaz naturel lui reviennent. A Aboukir, la production a atteint en 2010 1 Gm^3. Par ailleurs, EDF Production UK produit du gaz en mer du Nord ; ses réserves sont estimées fin 2010 à 1,42 Gm^3 et la production en 2010 a atteint 0,3 Gm^3.

Les données ci-avant sont établies sur une base 100 %, c'est à dire non corrigées du pourcentage de participation (y compris minoritaires).

6.4.2.4.2 Importation et flexibilité : gazoducs, Chaîne GNL et stockages

EDF s'organise sur les plaques Nord Ouest et Sud Est de l'Europe, au cœur des infrastructures d'importation et de transit.

Gazoducs

EDF dispose de droits contractuels variés, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, dans des gazoducs en projet (Pays-Bas et Belgique notamment) et existants (interconnexions entre le Royaume-Uni et la Belgique par exemple).

Edison est engagé dans deux projets de gazoduc : Galsi entre l'Algérie et l'Italie d'une capacité totale de 8 Gm^3 par an et ITGI entre la Turquie, la Grèce et l'Italie d'une capacité de 10 Gm^3 par an, qui comportera également une interconnexion entre la Grèce et la Bulgarie (IGB). ITGI ouvrirait l'accès aux ressources de la mer Caspienne et plus particulièrement au gaz azéri. EDF est engagé par ailleurs dans la section sous-marine du projet de gazoduc South Stream, nouvelle voie d'exportation du gaz russe vers l'Europe en passant sous la mer Noire dont le démarrage est prévu fin 2015.

Terminaux de regazéification de GNL

De même, EDF dispose, directement ou par l'intermédiaire d'EDF Trading, de droits contractuels variés pour le déchargement de cargaisons GNL dans les terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Zeebrugge et dans le terminal méthanier de Fos Cavaou.

Dans le sud de l'Europe, Edison opère le terminal offshore de Rovigo dont il détient 10 % du capital et 80 % de la capacité de regazéification soit 6,4 Gm^3/an.

EDF, au travers de sa filiale Dunkerque LNG, envisage la construction d'un terminal méthanier d'une capacité de 10 à 13 Gm^3/an sur le territoire du Grand Port Maritime de Dunkerque. Dunkerque LNG poursuit les études relatives au développement de ce terminal en vue d'une décision finale d'investissement courant 2011, pour une mise en service du terminal en 2015.

Stockages

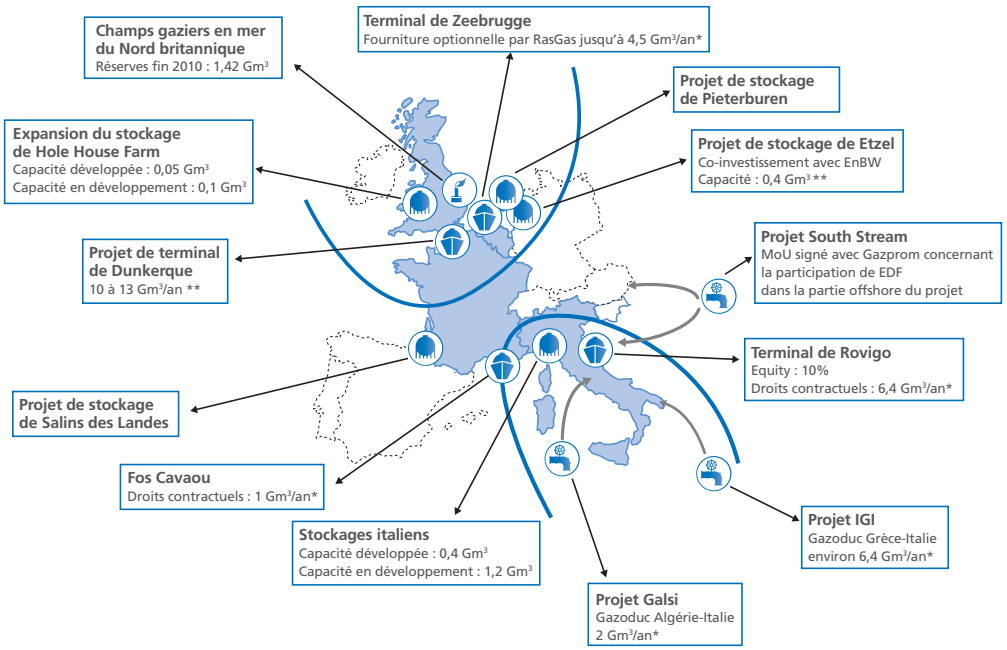
L'éloignement de sources de production de gaz limite les possibilités de bénéficier de la souplesse de production pour répondre aux fluctuations de la demande. Ainsi pour faire face aux variations du niveau de la demande de son portefeuille aval (intermittence de la demande des centrales électriques au gaz et sensibilité à la température du niveau de la demande des clients finals), le Groupe poursuit la construction progressive d'un portefeuille d'actifs de flexibilités, qui comprend des stockages en complément des capacités de regazéification.

Dans le nord de l'Europe, EDF Energy poursuit au Royaume-Uni le développement de stockage en cavité saline d'un volume utile prévisionnel de 0,1 Gm^3, adjacent au site de stockage existant de Hole House, propriété d'EDF Trading. La mise en service du stockage est prévue en 2016 et portera la capacité totale du Groupe au Royaume-Uni à 0,15 Gm^3. En Allemagne, EDF et EnBW poursuivent le développement conjoint de leur projet de stockage en cavités salines à Etzel pour un volume utile d'environ 0,4 Gm^3. La mise en service des cavités est prévue fin 2012.

Enfin, concernant l'activité de stockage, Edison compte augmenter sa capacité en Italie, grâce au renforcement des sites de Cellino, Collalto et au développement de nouvelles concessions dont notamment celle de Cotignola-San Potito et Mafalda.

1. *Données calculées sur une base 100 %, c'est à dire non corrigées du pourcentage de participation (donc y compris minoritaires).*

AVANCÉES DANS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE GAZ



* Droits détenus par EDF ou ses filiales
** Capacité totale du projet

6.4.3 Politique de développement durable et service public

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF prend en compte, dans toutes leurs dimensions, les enjeux tant environnementaux que sociaux de notre société. S'inscrivant très tôt dans la voie du développement durable, EDF en a fait aujourd'hui une véritable dimension de sa stratégie globale. Le Groupe a formalisé son engagement en faveur du développement durable en 2009. Cette action se traduit par une politique environnementale axée sur la lutte contre le changement climatique et la protection de la biodiversité ainsi qu'une politique sociétale privilégiant l'accès à l'énergie, la responsabilité territoriale et l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie. En outre, cette action s'appuie sur la démarche éthique et sur des dispositions de gouvernance adaptées à l'évolution du Groupe.

6.4.3.1 Éthique et gouvernance : l'engagement de développement durable d'EDF

6.4.3.1.1 Les engagements de développement durable

Dès 2001, le Groupe s'engageait dans une démarche de développement durable à travers un « Agenda 21 » et souscrivait aux 10 principes de respect des droits de l'homme, de promotion des droits sociaux, de respect de l'environnement et de lutte contre la corruption, rassemblés dans le Pacte mondial (*Global Compact*) initié par les Nations Unies.

En 2003, après un processus de concertation-consultation qui associait salariés et filiales, la démarche éthique a formalisé l'engagement du Groupe autour de cinq valeurs fondamentales : respect de la personne, responsabilité environnementale, recherche de la performance, engagement de solidarité et exigence d'intégrité. Ces valeurs sont traduites notamment dans les engagements de service public d'EDF. Le référentiel intitulé « Mémento éthique » rassemble dans un document unique les principes d'action de l'entreprise et les lignes de conduite individuelle. Il est diffusé à tous les niveaux du management et remis individuellement à chaque salarié. Pour appuyer le management dans l'exercice de sa responsabilité éthique, chaque entité opérationnelle désigne un correspondant éthique qui contribue à la promotion des valeurs dans l'entreprise et à la mise en œuvre concrète de ses engagements éthiques. Ce correspondant éthique est appelé à recevoir, en lien avec le dispositif d'alerte assuré au niveau central par le Délégué à l'éthique et à la déontologie, les signalements de salariés sur tout manquement éthique.

Depuis octobre 2008, l'engagement de développement durable du Groupe s'inscrit dans une politique de développement durable qui se décline sur trois plans avec les objectifs prioritaires suivants :

- sur le plan environnemental, le groupe EDF entend rester le plus faible émetteur de CO_2 et gaz à effet de serre parmi les grands énergéticiens européens, adapter son parc et ses offres de produits et services aux incidences dues au changement climatique et réduire son impact environnemental, notamment sur la biodiversité ;
- sur le plan sociétal, le Groupe souhaite favoriser l'accès à l'énergie et l'éco-efficacité, préserver et développer sa solidarité à l'égard de ses territoires d'implantation et faire progresser la connaissance et le partage des grands enjeux énergétiques, environnementaux et sociétaux ;
- sur le plan de la gouvernance et de la communication, le Groupe a pour objectif de faire de son dialogue avec les parties prenantes internes et externes le moyen d'approfondir et d'élargir les bases et les critères de son

action, de rendre compte et de communiquer sur ses activités et ses performances au regard des objectifs fixés et des attentes de ses parties prenantes, ainsi que de contribuer au débat sur le développement durable au niveau national et international.

Cette politique de développement durable du Groupe se développe également sous forme d'engagements plus spécifiques :

- en France, le Contrat de service public (« CSP ») rassemble les engagements et les objectifs que le producteur, le distributeur, le transporteur et le fournisseur d'énergie doivent réaliser au regard des missions de service public que l'État leur assigne (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)) ;
- à l'international, l'accord triennal de Groupe sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise, signé le 24 janvier 2005 avec les représentants des salariés au niveau mondial, est le cadre dans lequel les sociétés du Groupe signataires formulent des objectifs et développent des plans d'actions de responsabilité sociale dont le suivi est assuré par le Comité de dialogue RSE réunissant les partenaires sociaux ;
- sur le plan social, EDF a adopté depuis 2006 une politique de promotion de la diversité et a adhéré en septembre 2006 à la Charte nationale de la Diversité. En octobre 2006, dans le cadre de l'accord RSE, a été conclu un accord social relatif à la sous-traitance socialement responsable qui intègre des critères d'éthique et de responsabilité sociale dans l'acte d'achat (voir section 17.2 (« Égalité des chances »)).

6.4.3.1.2 Les outils de mise en œuvre du développement durable

La mise en œuvre des engagements de développement durable est une responsabilité managériale de premier rang qui s'exerce dans chacun des secteurs d'activité et dans chaque métier de l'entreprise.

Le Groupe s'appuie sur une Direction du développement durable dont la mission est de susciter, de coordonner, et d'accompagner les actions des Directions et des sociétés du Groupe visant la réalisation des engagements de la politique de développement durable et d'en assurer le reporting. Créé fin 2008, un Comité de développement durable (*Sustainable Development Committee*) réunit les responsables du développement durable des principales sociétés du Groupe, avec pour mission d'assurer la mise en œuvre de la politique du Groupe en recherchant la cohérence des actions et en respectant l'autonomie de chacune des composantes du Groupe.

Les dispositions pour la mise en œuvre de l'accord international sur la Responsabilité Sociale d'Entreprise (RSE) s'articulent notamment autour d'un bilan annuel et d'un Comité de dialogue RSE (voir section 17.6.3.3 (« Dialogue social et représentation du personnel du Groupe »)).

Le Groupe s'appuie également sur un système de management environnemental (SME) déployé dans toutes les entités. La certification ISO 14001 obtenue en 2002, a été renouvelée en 2008 pour 3 ans. Le SME a été simplifié en 2006 de façon à ordonner l'ensemble des actions, des objectifs et des indicateurs selon les engagements de la politique environnementale du Groupe avec une animation assurée au travers d'un Directoire et de groupes thématiques. Il convient de relever que la moitié de l'intéressement (part du Groupe) du personnel d'EDF est calculée en fonction du degré d'atteinte des objectifs définis dans le programme de management environnemental qui prévoit 6 critères précis d'atteinte d'objectifs éthiques, environnementaux et sociaux.

Les projets 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'engagement de développement durable ».

6.4.3.1.3 Dialogue, transparence, évaluation

La mise en œuvre des diverses modalités permettant d'assurer les échanges et un dialogue de qualité avec l'ensemble des parties prenantes est une dimension essentielle de la politique de développement durable du groupe EDF. Chacune des sociétés du Groupe assure ces échanges selon les modalités qui conviennent, dans leur contexte socio-économique, aux relations qu'elles entendent développer. Pour EDF en France, ce dialogue intervient au niveau d'instances de concertation notamment sur le territoire des installations de production (Comités de liaison et d'information des centrales nucléaires), ainsi qu'au travers des partenariats noués avec des organisations non gouvernementales.

Au niveau central, le Groupe a renouvelé en 2008 les instances de dialogue avec les personnalités qualifiées, extérieures et indépendantes, spécialistes d'un domaine relatif aux enjeux du Groupe ou représentant les attentes et les intérêts de la société civile. Le *Sustainable Development Panel*, présidé par une personnalité extérieure, joue un rôle de conseil sur les orientations du Groupe et fournit une appréciation critique de la mise en œuvre de son engagement en matière de développement durable (voir section 6.4.3.4 (« Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical »)).

Le développement durable est également un engagement de transparence vis-à-vis des parties prenantes qui se traduit notamment par un processus de reporting exercé auprès du Conseil d'administration dans le cadre du rapport annuel d'activité et du rapport développement durable. Il s'appuie sur les indicateurs définis sur la base des critères établis en référence à ceux du *Global Reporting Initiative*. Le Groupe s'est engagé dans une démarche progressive de vérification par ses Commissaires aux comptes de la qualité de ces indicateurs extra-financiers. Pour l'exercice 2010, le collège des Commissaires aux comptes a émis un rapport d'examen correspondant à une attestation dite d'« assurance modérée » pour le Groupe.

Les informations de développement durable publiées par le Groupe sont la base des évaluations formées par les agences de notation ou les départements d'analyse extra-financière agissant pour le compte d'investisseurs. Depuis 2005, EDF a intégré l'indice ASPI, indice « Éthique » regroupant 120 entreprises évaluées sur la base de leur performance de développement durable par l'agence de notation française Vigeo.

6.4.3.2 La politique environnementale

Dans sa politique de développement durable actualisée en septembre 2009, le groupe EDF axe sa politique environnementale principalement sur la lutte contre le changement climatique et sur la maîtrise de ses impacts environnementaux, en particulier sur la biodiversité.

Les informations figurant dans la présente section peuvent être complétées par le rapport développement durable 2010 du groupe EDF (accessible à l'adresse http://rapport-dd.edf.com.) qui présente plus en détail la politique de développement durable et les réalisations du groupe EDF.

6.4.3.2.1 Contribuer à la lutte contre le changement climatique

Grâce à son parc de production constitué d'une part importante de nucléaire et d'énergie renouvelable (dont l'hydraulique) faiblement émetteur en CO_2 par kWh produit, le groupe EDF s'engage à rester l'énergéticien de référence dans la lutte contre le changement climatique et dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Il s'inscrit dans l'objectif européen de réduction d'au moins 20 % des émissions de CO_2 en 2020 par rapport à celles de 1990, dans le respect de la diversité des situations énergétiques locales.

L'engagement de la politique développement durable de rester le moins émetteur des grands énergéticiens européens est possible grâce à l'optimisation de l'exploitation de ses actifs de production existants et à l'important renouvellement de son parc. En parallèle, le Groupe cherche à aider ses clients à réduire leurs propres émissions de CO_2 à travers la création et la promotion d'offres commerciales éco-efficaces et de conseils pour une utilisation rationnelle de l'énergie. Un plan de réduction des émissions induites par les bâtiments et les flottes de véhicules d'EDF est en cours de déploiement, ainsi qu'un programme de mobilisation du personnel en faveur de la lutte contre le changement climatique. Chaque société du Groupe se dotera d'une stratégie propre, s'inscrivant dans celle du Groupe mais adaptée à ses activités et au contexte énergétique dans lequel elle évolue.

6.4.3.2.1.1 Réduire les émissions de CO_2 des outils industriels du Groupe et tout particulièrement de la production

Le parc de production du groupe EDF est le premier par sa taille en Europe ; il est aussi un des moins émetteurs de CO_2, grâce à la forte proportion des énergies d'origine nucléaire et hydraulique : en France, plus de 95 % de la production électrique est sans émission de CO_2, ce qui porte le taux d'émissions spécifiques en 2010 à 40,1 g de CO_2/kWh, alors que la moyenne des États européens est de 351 g [1]. Les émissions spécifiques du groupe EDF à l'échelle mondiale étaient en 2010 de 108,9 g de CO_2/kWh (estimations d'EDF comprenant les émissions liées à la production de chaleur, hors EnBW).

EDF s'engage en France continentale à réduire de 30 %, entre 1990 et 2020, les émissions absolues de CO_2 (en millions de tonnes de CO_2) de ses installations de production.

EDF dispose de plusieurs leviers afin de réduire ses émissions de gaz à effet de serre, par exemple à court terme l'optimisation du parc de production actuel en intégrant le coût du carbone dans l'ordre d'appel des moyens de production ou en améliorant les performances d'exploitation du parc. Pour ce qui relève des actions à plus long terme, les principaux leviers sont constitués par l'adaptation de l'outil de production (renouvellement des centrales, préservation du potentiel hydraulique, développement des énergies renouvelables et déclassement des moyens les plus polluants).

Le développement des énergies renouvelables est au cœur de la stratégie du groupe EDF : l'objectif est de développer de manière durable et rentable les énergies renouvelables en Europe et dans le monde. Ces développements concernent aussi bien les moyens de production centralisée (comme la centrale hydroélectrique Nam Theun 2 au Laos) que décentralisée, en accompagnant les clients dans la production d'énergie sur les lieux de consommation. Le Groupe développe également ses positions dans l'énergie photovoltaïque avec ses filiales EDF Énergies Nouvelles (voir section 6.4.1.1.2 (« EDF Énergies Nouvelles »)) et EDF ENR (voir section 6.4.1.1.3 (« Autres participations dans le secteur des énergies nouvelles »)) avec la construction de centrales solaires au sol et d'offres commerciales photovoltaïques.

Enfin, EDF investit activement dans la recherche et dans le développement des technologies pour les filières en devenir comme les énergies marines (parc hydrolien de Paimpol-Bréhat) et l'intégration de ces énergies dans les réseaux de distribution et de transport.

6.4.3.2.1.2 Promouvoir l'éco-efficacité énergétique et les usages performants de l'électricité des clients

EDF a décidé de faire de l'éco-efficacité énergétique son positionnement de référence dans les offres à ses clients.

Les solutions qu'EDF développe et commercialise sont résolument tournées vers l'efficacité énergétique des équipements, l'utilisation des énergies renouvelables dans les bâtiments ainsi que l'encouragement à une utilisation raisonnable des ressources énergétiques.

Ces solutions consistent notamment en :

- des offres de service de maîtrise de l'énergie (MDE) (isolation, rénovation du bâtiment) ;
- une intégration forte des énergies nouvelles réparties aux bâtiments pour la production de chaleur (pompe à chaleur, chauffe-eau solaire, poêle et insert bois) ;
- un développement de la production décentralisée d'électricité (énergie photovoltaïque) ;
- une gestion de la courbe de charge pour diminuer ou reporter sur des périodes dites « creuses » les consommations de pointe émettrices de CO_2 ;
- l'utilisation des « compteurs intelligents » pour optimiser les réseaux et réaliser des services de télémesure et de téléactions permettant de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- des choix offerts aux clients de consommer de l'énergie dite « verte » non émettrice de CO_2 ou de choisir des offres en partie compensées « carbone ».

Ces offres proposées par le réseau commercial d'EDF, se traduisent par la fourniture de prestations délivrées par les filiales spécialisées du Groupe avec l'appui d'un important réseau de partenaires.

6.4.3.2.1.3 Réduire les émissions diffuses de CO_2 des bâtiments et celles induites par les déplacements

Au-delà des émissions directes de ses installations industrielles, EDF s'engage à diminuer les émissions diffuses des bâtiments tertiaires, des véhicules et des déplacements professionnels. Concernant les bâtiments tertiaires occupés par ses salariés, le travail engagé porte sur le parc tertiaire en propriété et en location. Par ailleurs, EDF développe le programme « Action Planète » de maîtrise de l'énergie auprès de l'ensemble de ses salariés. Le succès du challenge interne au Groupe « les Trophées du développement durable » visant à susciter et encourager des idées innovantes, témoigne de l'engagement de nombreux salariés sur ce thème. Cette mobilisation repose sur diverses actions de sensibilisation (notamment en faveur d'un comportement exemplaire en matière de consommation d'électricité des salariés tant au domicile que sur le lieu de travail), ainsi que des objectifs de développement durable inclus dans l'accord d'intéressement.

1. *Europe à 27 en 2008 (source : Agence internationale de l'énergie, octobre 2010).*

6.4.3.2.1.4 S'adapter au changement climatique

Le changement climatique ayant par ailleurs des impacts sur ses activités de production, de distribution et de transport, ainsi que sur la demande d'énergie, le groupe EDF se dote d'une stratégie d'adaptation au changement climatique, déclinée en plans d'actions spécifiques, et permettant au Groupe de diminuer sa vulnérabilité. Elle concerne les installations industrielles (actuelles et futures), les offres à ses clients, l'optimisation production / consommation, les thèmes de R&D, et s'organise autour de 4 axes :

- évaluer les impacts des changements climatiques en cours et à venir sur nos installations et activités ;
- les adaptations des installations éventuellement nécessaires pour les rendre moins sensibles aux extrêmes climatiques ;
- prendre en compte les conditions climatiques futures dans la conception des installations ;
- améliorer la résilience aux évolutions et situations extrêmes plus difficilement prévisibles.

6.4.3.2.2 Maîtriser les impacts environnementaux et sanitaires des activités et installations du Groupe, notamment sur la biodiversité

La mise en place d'un système de management de l'environnement (« SME ») implique non seulement le respect de la réglementation mais aussi l'engagement d'améliorer sans cesse les pratiques et les performances en matière de protection du public et de l'environnement.

6.4.3.2.2.1 Maîtriser le développement et l'exploitation nucléaire en France

Un des enjeux de la politique de développement durable du groupe EDF est de soutenir la complémentarité entre énergie nucléaire et énergies renouvelables. Face aux grands enjeux énergétiques que représentent la sécurité d'approvisionnement, la lutte contre le changement climatique et la maîtrise des coûts de l'énergie, l'énergie nucléaire constitue une des réponses permettant de concilier les besoins en énergie et les enjeux du développement durable. Pour autant, l'acceptabilité de l'énergie nucléaire varie selon les pays d'implantation des entités, filiales et participations du Groupe. Il importe donc au groupe EDF de contribuer à apporter des réponses aux questions soulevées, aux côtés des pouvoirs publics, sur la place du nucléaire dans le mix énergétique, en tenant compte de tous les impacts de la filière, depuis l'extraction de l'uranium en amont, jusqu'à la gestion des déchets et de la déconstruction des sites en aval (voir section 6.2.1.1.3 (« Production nucléaire »)).

Concernant l'exploitation des installations, la sûreté est la priorité du groupe EDF. Elle est prise en compte dès la conception des ouvrages, fait l'objet d'un suivi régulier avec une politique de mobilisation du personnel et d'importants programmes d'investissements. La sûreté des installations nucléaires est contrôlée par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »).

La gestion des effluents radioactifs gazeux et liquides des centrales obéit à une réglementation stricte et à la volonté forte de l'entreprise de limiter les impacts environnementaux et sanitaires de ses installations, volonté réaffirmée dans la politique environnementale du Groupe. Les actions engagées en termes de conception et d'exploitation permettent d'atteindre un niveau « plancher » très faible en ce qui concerne les rejets radioactifs.

S'agissant des rejets chimiques, des actions sont également développées pour assurer une plus grande maîtrise des effluents. Les circuits tertiaires de refroidissement d'eau font l'objet d'une attention particulière, en raison de l'importance des débits mis en jeu. Des traitements biocides permettent notamment de maîtriser les proliférations de micro-organismes dans les eaux de ces circuits.

En complément des contrôles réalisés sur ses installations, EDF effectue des mesures de surveillance de l'environnement pour en évaluer l'impact de fonctionnement. Cette surveillance est assurée par des campagnes radio-écologiques et hydro-biologiques réalisées par des laboratoires extérieurs et des universités.

Afin d'intégrer le réseau national des mesures de la radioactivité de l'environnement (« RNME ») mis en place par l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (« IRSN »), EDF a demandé l'agrément de ses laboratoires qui a été obtenu par décision de l'ASN en juin 2009. L'ensemble des résultats des mesures de surveillance de l'environnement, à proximité des centrales, est accessible sur internet sur le site d'EDF et sur le site officiel du réseau national de mesures.

6.4.3.2.2.2 Maîtriser le développement et l'exploitation du thermique à flamme (THF)

Le développement des énergies renouvelables et du nucléaire dans le mix énergétique de production des pays, devrait permettre de réduire le recours aux centrales thermiques conventionnelles et par conséquent la consommation des matières premières fossiles (charbon, fioul et gaz). Pour autant, la part de la production thermique classique est encore importante, même en France où les énergies nucléaire et hydraulique occupent une part prépondérante. Les centrales thermiques à flamme jouent un rôle essentiel en assurant en temps réel l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, et en permettant de répondre au plus près aux fluctuations de la demande, aux pics de consommation imprévus tout au long de l'année et aux vagues de froid.

Les performances environnementales des centrales THF ont été sans cesse améliorées pour répondre au renforcement des exigences lors des révisions réglementaires successives. Les programmes d'investissement intègrent à la fois les exigences d'amélioration de la qualité de l'air et de réduction des émissions atmosphériques ainsi que les réglementations relatives à la réduction des gaz à effet de serre.

L'ensemble des dispositions mises en œuvres (installations de systèmes de dénitrification des fumées, renforcement des équipements de dépoussiérage, changements de combustible, optimisation de la combustion, etc.) se traduit par une diminution significative des émissions spécifiques et du volume global des émissions de SO_2, de NO_X et de poussières, pour une même quantité d'électricité produite, en conformité avec les deux échéances d'application de la directive GIC au 1er janvier 2008, puis au 1er janvier 2016 (voir section 6.5.4.3 (« Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe »)). Dans le cadre de la politique de développement durable, les volumes de chacun des polluants SO_X, NO_X et poussières en provenance des installations thermiques seront réduits au moins de moitié entre 2005 et 2020.

Les programmes de rénovation et d'adaptation des parcs existants du Groupe se prolongent avec de nouveaux investissements, qui mettent en œuvre les meilleures technologies disponibles en matière d'efficacité énergétique, de combustion et de techniques de dépollution (centrales cycle combiné gaz en France, en Italie et en Grande-Bretagne).

6.4.3.2.2.3 Maîtriser le développement et l'exploitation hydroélectrique

Depuis de nombreuses années, le groupe EDF s'est attaché à renforcer son rôle dans la gestion de l'eau, à accroître sa connaissance des écosystèmes et de leur fonctionnement, à réduire encore l'impact de ses ouvrages sur l'environnement en assurant une bonne continuité écologique et sédimentaire.

La mise en concurrence du renouvellement des titres de concession des aménagements hydroélectriques en France incite les opérateurs, dont EDF, à définir des modes d'exploitation permettant encore d'améliorer l'équilibre entre production d'énergie, autres usages de l'eau et respect de l'environnement, en particulier en mettant en œuvre une gestion coordonnée par bassin versant (coordination de la gestion des centrales hydrauliques d'un même cours d'eau).

6.4.3.2.2.4 Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets)

Les activités industrielles du Groupe peuvent entraîner une pollution des sols. Un projet gère ces questions sur l'ensemble des actifs fonciers du Groupe et se déroule en quatre étapes : le recensement des sites fonciers (achevé pour EDF), l'identification de ceux qui sont potentiellement pollués, l'analyse des sols en priorisant les zones sensibles et leur mise sous surveillance afin de maîtriser les sources de pollution ainsi que l'élaboration d'un plan de gestion, et enfin l'éventuelle réhabilitation en fonction de l'usage futur et des exigences réglementaires.

La Directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose à tous les États membres d'avoir éliminé avant fin 2010 leurs appareils contenant du PCB ou du PCT dont la concentration est supérieure à 500 ppm. Les plans d'élimination propres à chaque société du Groupe ont permis d'assurer la tenue de cette échéance. Seule subsistait une filiale française de distribution dont le plan d'élimination s'est terminé au 1er trimestre 2011 ; les autorités administratives en étaient informées (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité » – « Réglementation en matière d'environnement »)).

Chaque année EDF réalise un bilan de la gestion de ses déchets industriels conventionnels, issus des activités de production et de recherche.

6.4.3.2.2.5 Maîtriser les situations d'urgence et les crises environnementales

Afin de maîtriser les risques d'accidents industriels et d'atteinte au milieu naturel et/ou à la santé publique, chaque société du Groupe identifie les événements potentiels qui peuvent avoir un impact environnemental, gère les situations d'urgence qui peuvent en découler et réalise les exercices de crise correspondants. Une organisation centrale permet de gérer les situations d'urgence au niveau du Groupe et de fournir l'information nécessaire aux autorités administratives et aux médias. Les processus d'intervention sont régulièrement revus et améliorés en conséquence.

6.4.3.2.3 Contribuer à la préservation de la biodiversité

La préservation de la biodiversité est aujourd'hui considérée comme un des enjeux majeurs de la protection de l'environnement au niveau mondial, au même titre que la lutte contre le changement climatique.

De par ses activités de producteur et de distributeur d'énergie, le groupe EDF est à la fois usager et dépendant des espaces naturels terrestres et aquatiques.

En tant que bénéficiaire des espaces et des ressources avec lesquels il interagit, mais aussi, du fait des conséquences des dégradations apportées par les autres acteurs sur ses propres activités, le groupe EDF est directement concerné par l'enjeu de la préservation de la biodiversité.

Depuis le démarrage des premières installations de production, EDF s'est efforcé de mieux connaître ses impacts et d'y apporter des mesures d'évitement ou de compensation ; par exemple, dès le début des années 1980, EDF a travaillé pour la restauration des grands axes de migration des poissons en s'investissant notamment dans la recherche et la conception de passes à poissons. Plus récemment, EDF a travaillé sur l'installation de rivières artificielles entre l'amont et l'aval des obstacles, bénéficiant ainsi à l'ensemble de l'écosystème.

S'inscrivant dans un contexte d'évolution rapide des réglementations, de nombreuses actions en relation avec les espaces naturels et les espèces sauvages sont réalisées dans toutes les entités du groupe EDF. Afin d'assurer une cohérence d'ensemble à ces actions, la prise en charge des questions de préservation de la biodiversité s'est construite autour de la politique de biodiversité signée en mai 2006, reprise dans la politique développement durable du Groupe et mise en œuvre dans le cadre du système de management environnemental du Groupe.

Cette politique de biodiversité s'organise en 3 axes (connaissance, préservation et sensibilisation), renforcée par les actions menées par la Fondation EDF Diversiterre. EDF s'appuie sur ses partenariats avec des organisations non gouvernementales, des universités et des laboratoires de recherche. En 2008, la Fondation EDF Diversiterre a reconduit ses partenariats avec Réserves Naturelles de France (RNF), le Conservatoire du Littoral, la Fondation Nicolas Hulot pour la Nature et l'Homme (FNH), et a signé de nouveaux partenariats avec la Ligue pour la Protection des Oiseaux (LPO) et l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature).

EDF communique sur la biodiversité auprès de ses salariés, du grand public, des milieux scolaires et des élus locaux par le biais de projets comme par exemple son engagement dans les éditions 2009 et 2010 de la Fête de la Nature. En 2010, année internationale de la biodiversité, des actions de communication et des manifestations ont été organisées au sein d'EDF.

6.4.3.2.4 Poursuivre les actions de recherche et développement

Une partie importante du budget de recherche et développement est consacrée à des technologies non émettrices de CO_2.

Les projets de R&D dédiés à l'environnement couvrent l'ensemble des problématiques amont et aval de l'électricité comme :

- l'analyse des techniques de captage du CO_2 préparant l'avenir de futurs démonstrateurs (prototypes qui permettent de valider une recherche) ;
- les technologies nucléaires : la génération IV qui succédera à terme aux réacteurs de type EPR, le stockage géologique des déchets radioactifs ;
- les nouvelles technologies de production : la micro-cogénération, les piles à combustibles, les hydroliennes en mer, les nouvelles technologies sur l'énergie solaire, la gazéification de la biomasse ;
- la gestion intelligente des réseaux afin de permettre une meilleure intégration de la production centralisée et de la production répartie ;
- le stockage de l'électricité pour assurer l'écrêtement des pointes de consommation et maîtriser le caractère intermittent de certaines énergies renouvelables ;

- les usages performants de l'électricité et plus généralement de l'énergie. Des travaux sont en cours sur l'habitat pour améliorer la performance des technologies telles que celles intégrant les ENR au bâti : pompes à chaleur, biomasse, capteurs solaires hybrides, optimisation de l'eau chaude sanitaire solaire thermique, ainsi que le pilotage de l'ensemble de ces applications via des compteurs intelligents ou des infrastructures communicantes au sein de l'habitat. Dans le domaine des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables, les travaux s'organisent autour de partenariats avec des constructeurs automobiles notamment ;
- la valorisation des déchets conventionnels produits ainsi que les techniques de traitement des sols pollués.

6.4.3.3 La politique sociétale

6.4.3.3.1 Les enjeux

EDF a la conviction que l'amélioration de ses performances environnementales et sociétales est indissociable de sa performance économique.

EDF a ainsi défini en 2007 une nouvelle politique sociétale au niveau du Groupe visant à créer et développer les liens avec l'ensemble des parties prenantes externes, à optimiser et renforcer les liens avec les clients vulnérables, et à dynamiser ses liens internes.

Cette politique prend en compte, appuie et renforce les initiatives existantes en assurant leur cohérence au sein du Groupe. Les principes de la politique s'inscrivent dans le respect de ceux du Pacte mondial des Nations unies et sont repris dans la politique développement durable du groupe EDF (septembre 2009), dans l'accord RSE et dans le Contrat de service public (voir section 6.4.3.5 (« Service public en France »)).

6.4.3.3.2 Les orientations

La politique sociétale du groupe EDF prend en compte la diversité des parties prenantes auxquelles elle s'adresse (clients vulnérables, chercheurs d'emplois, personnes souffrant d'un handicap, etc.). Elle participe à la promotion de l'éco-efficacité énergétique. Elle cherche par ailleurs à faciliter l'accès à l'énergie, à soutenir les projets liés à l'habitat et à l'emploi, et à contribuer aux efforts de formation en cohérence avec les besoins du Groupe et de ses partenaires.

Les trois principales orientations de la politique sociétale du groupe EDF sont les suivantes :
- favoriser l'accès à l'énergie et à l'éco-efficacité énergétique. Ainsi, le groupe EDF développe des solutions d'éco-efficacité afin de réduire la précarité énergétique et participe au lancement de projets visant à favoriser l'accès à l'énergie ;
- développer dans la durée la proximité avec les territoires où le Groupe opère, en soutenant des projets de développement local, notamment sur l'habitat, et en contribuant à l'insertion professionnelle de personnes vulnérables dans les domaines du bâtiment et de l'environnement ;
- contribuer à l'effort éducatif sur les questions liées à l'énergie. L'objectif du groupe EDF, dans les différents pays où il opère, est de faire comprendre les enjeux du développement durable et du changement climatique, et de promouvoir un usage efficace de l'énergie.

La déclinaison de la politique sociétale est portée à la connaissance de l'ensemble du personnel au niveau du Groupe et fait l'objet d'un dialogue constant.

6.4.3.4 Panel développement durable, conseils de l'environnement, sociétal, scientifique et médical

Dans le cadre d'un dialogue continu et organisé avec ses parties prenantes, EDF s'est doté d'un Panel développement durable, d'un Conseil de l'environnement, d'un Conseil sociétal, d'un Conseil scientifique et d'un Conseil médical, ouverts à des personnalités de la société civile qui apportent leur expérience et leur expertise, pour aider à intégrer ces dimensions dans les grandes orientations stratégiques d'EDF.

Le Panel développement durable Groupe, renouvelé en 2008, est une instance de dialogue rassemblant, sous la présidence d'honneur du Dr Rajendra Pachauri (Président du GIEC et Directeur Général de TERI), 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 1 à 2 fois par an en présence des dirigeants du Groupe. En 2010, il a tenu une réunion sur l'impact des politiques publiques climatiques et les coûts du nucléaire.

Le Conseil de l'environnement, créé en 2001, est consulté pour apporter une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur la stratégie, les actions et les résultats environnementaux d'EDF. Il est présidé par Jean Jouzel, Directeur de l'Institut Pierre Simon Laplace (fédération de recherche du CNRS regroupant six laboratoires publics impliqués dans la recherche sur l'environnement terrestre et planétaire). Le Conseil de l'environnement a débattu en novembre 2010 de la stratégie d'adaptation au changement climatique.

Le Conseil sociétal d'EDF, créé en 2008, est consulté par l'entreprise sur sa stratégie, ses actions et ses résultats en matière sociétale. Il apporte à l'entreprise une vision extérieure et une approche pluridisciplinaire sur les dossiers qui lui sont soumis. Le Conseil sociétal est composé d'experts, internes et externes, représentatifs des différents enjeux liés à la démarche sociétale d'EDF. Il a tenu deux sessions en 2010 sur la thématique « Dialogue et écoute autour des ouvrages et des métiers d'EDF ».

Le Conseil scientifique d'EDF, créé en 1985, est un organisme consultatif apportant à l'entreprise avis et conseils de hautes personnalités scientifiques sur ses actions de recherche à moyen et long terme. Il se réunit trois fois par an pour examiner les dossiers thématiques préparés avant les séances et faisant l'objet d'un rapport détaillé. Son Président est Pierre Castillon, Président fondateur de l'académie des Technologies. En 2010, les sujets suivants ont fait l'objet d'un avis du Conseil scientifique d'EDF : le bilan des défis de R&D 2007-2009, l'injection intermittente d'électricité sur le réseau de distribution de certaines énergies renouvelables et le génie civil à EDF (innovation sur de grands projets de constructions).

Le Conseil médical d'EDF, composé de personnalités du monde médical, médecins spécialistes, professeurs d'université, est un organe de réflexion et de conseil sur un certain nombre de thèmes d'actualité en matières de santé au travail, de santé publique et de santé environnementale en lien avec les activités d'EDF. Sous la présidence d'André Aurengo, Professeur de biophysique, Chef du service de médecine nucléaire de la Pitié-Salpêtrière et membre de l'Académie de Médecine, le Conseil médical se réunit en moyenne trois fois par an pour examiner des sujets tels que les champs

électromagnétiques, la santé mentale, le risque de pandémie grippale. En 2009, les travaux du Conseil ont notamment porté sur la prise en charge des troubles anxieux et dépressifs et de la grippe H1N1. En 2010, les séances du Conseil ont notamment porté sur le deuxième plan national Santé-Travail, les aspects sanitaires du projet Nam Theun 2, les évolutions récentes dans l'application du principe de précaution et les mécanismes et causes de leucémie chez l'enfant.

6.4.3.5 Service public en France

Définition légale du service public en france

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 définit, dans ses articles 1 et 2, les contours du Service Public de l'Électricité (voir section 6.5.1.2 (« Législation française ») ci-dessous pour une description de cette réglementation).

Le Contrat de service public

Un Contrat de service public 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. Ce contrat décline les engagements pris par EDF et par l'État sur la période 2005-2007 et précise les modalités de compensation financière des engagements de service. Ce contrat demeure 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. Il s'agit notamment des engagements relatifs : (i) à la fourniture d'électricité aux clients qui font le choix de rester aux tarifs réglementés et à la maîtrise de la demande d'énergie ; ces deux missions sont couvertes par le tarif intégré, (ii) à la cohésion sociale ; les conditions de compensation des coûts liés à cette mission par la CSPE et le tarif intégré sont précisées par la loi du 10 février 2000, (iii) à l'accès au service public. Ces actions sont couvertes par le tarif intégré ainsi que par le TURPE ;
- la production et la commercialisation. Ces domaines comprennent la mise en œuvre de la politique énergétique (participation à l'élaboration de la programmation pluriannuelle des investissements et contribution à ses objectifs, maîtrise de la demande d'énergie, certificats d'économies d'énergie, etc.) et le maintien d'une production électrique sûre et respectueuse de l'environnement ;
- EDF dégagera les ressources nécessaires à ces deux missions dans les recettes générées soit par le tarif intégré, soit par les prix de vente de l'électricité pour l'électricité vendue à des clients ayant exercé leur éligibilité ou sur les marchés ;
- la contribution à la sûreté du système électrique. EDF s'engage à ce titre à conclure différents contrats avec RTE EDF Transport relatifs notamment à l'optimisation des interventions sur les ouvrages de production et à la disponibilité des moyens nécessaires à l'équilibre du réseau.

Engagements des gestionnaires de réseau

Au travers du Contrat de service public, les gestionnaires de réseau ERDF et RTE EDF Transport ont pris des engagements concernant la gestion des réseaux publics et la sûreté du système électrique. Le financement de ces engagements est assuré par le tarif d'utilisation des réseaux.

Ces engagements concernent en particulier la sécurisation des réseaux, la qualité d'alimentation, la sécurité des tiers et la préservation de l'environnement, quatre domaines où les attentes identifiées des clients et des collectivités locales sont particulièrement fortes.

Suivi du Contrat de service public

Le Contrat de service public conclu entre l'État et EDF en 2005 fait l'objet, conformément à ses propres stipulations, d'un suivi annuel par les parties et d'un bilan triennal. Un bilan 2005-2007 a été établi et transmis aux services de l'État. EDF élabore un document annuel de suivi de ses engagements.

Des services au plus près des besoins

Le 28 septembre 2010, l'Etat 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 Internet, les moyens mis à disposition des usagers sont multiples dans le cadre de lieux mutualisés tels que les Points Information Médiation Multi-Services (PIMMS), les Relais de Services Publics (RSP) et autres structures telles que les Mairies. Ce protocole prévoit de mettre en place 60 nouveaux points partenariaux dans le cadre de l'expérimentation « + de services au public » dans 23 départements.

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 assujetti à la législation communautaire applicable aux marchés de l'électricité et du gaz, transposée en droit français, ainsi qu'à la réglementation relative aux concessions de distribution d'électricité et aux réglementations applicables en matière d'environnement, de nucléaire et de sécurité.

Les dispositions législatives ou réglementaires mentionnées ci-dessous n'ont pas vocation à fournir une description exhaustive de l'ensemble des dispositions législatives et réglementaires applicables au groupe EDF.

6.5.1 Législation relative au marché de l'électricité

6.5.1.1 Législation européenne

La directive n° 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a marqué le point de départ de l'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence en posant notamment le principe de l'éligibilité des plus gros clients industriels.

Elle a été abrogée par la directive n° 2003/54/CE du 26 juin 2003 qui 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.

Ces textes ont établi des règles communes concernant la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité, dont est aujourd'hui issue l'organisation du marché de l'électricité en France.

De nouvelles règles visant notamment à améliorer le fonctionnement du marché de l'électricité et à renforcer les droits du consommateur ont été établies dans le cadre du troisième Paquet Energie, vocable désignant un ensemble de textes adoptés le 13 juillet 2009 (voir section 6.5.4.5.2.1 (« Le Paquet Énergie ») ci-dessous).

S'agissant de l'électricité, ces règles sont notamment énoncées par la directive n° 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009, dite « troisième directive électricité » dont la date limite de transposition était fixée au 3 mars 2011 et qui abroge, à cette même date, la directive du 26 juin 2003. Cette directive électricité renforce les garanties d'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et accroît les pouvoirs des autorités de régulation nationales.

L'article 4 de la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne a autorisé le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de 6 mois à compter de la date de promulgation de la loi, c'est-à-dire avant le 5 juillet 2011, les dispositions nécessaires pour transposer la directive 2009/72/CE et abrogeant la directive 2003/54/CE. Un projet de texte a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) en mars 2011, puis transmis au Conseil d'État.

Ouverture du marché

La directive du 26 juin 2003 précitée prévoyait un calendrier d'ouverture progressif du marché de l'électricité à la concurrence. Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients, y compris les clients résidentiels, sont éligibles et peuvent en conséquence choisir librement leur fournisseur d'électricité.

Dissociation comptable et transparence de la comptabilité

La directive du 26 juin 2003 comme celle du 13 juillet 2009 qui la remplace prévoit que les entreprises d'électricité doivent faire contrôler et publier leurs comptes annuels selon les règles nationales relatives aux comptes annuels des sociétés de capitaux, et qu'en vertu du principe de dissociation comptable, elles doivent établir des comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport et de distribution. Depuis le 1er juillet 2007, elles doivent, en application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000 tel que modifié par l'article 13 de la loi du 7 décembre 2006, transposant la directive 2003/54/CE, tenir 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.

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 ont, dans un premier temps, été définies par un règlement (CE) n° 1228/2003 du Parlement européen et du Conseil en date du 26 juin 2003, entré en vigueur le 1er juillet 2004, et qui est remplacé à compter du 3 mars 2011, 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.

Le règlement du 26 juin 2003, comme le règlement du 13 juillet 2009 qui lui succède, 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. L'enjeu pour EDF est de conforter le dispositif légal en vigueur et de favoriser le développement des interconnexions.

Les objectifs de la directive ont été pris en compte dans différents textes législatifs et réglementaires.

6.5.1.2 Législation française

Les différentes législations relatives au droit de l'énergie devraient être codifiées par ordonnance en 2011 au sein d'un Code de l'énergie, conformément à la loi d'habilitation n° 2009-526 du 12 mai 2009.

La directive 96/92/CE, du 19 décembre 1996, a été transposée en droit français par la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée notamment par la loi n°2003-8 du 3 janvier 2003, et la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 par la loi n°2004-803 du 9 août 2004 et la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, qui ont notamment modifié la loi du 10 février 2000.

La loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (« LPOPE »), n° 2005-781 du 13 juillet 2005 a défini les prio-rités 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.

En matière de maîtrise de la demande d'énergie (« MDE »), la LPOPE a introduit un dispositif dit « de certificats d'économies d'énergie » (CEE)

dont les modalités sont précisées par voie réglementaire. Les fournisseurs d'énergie, dont EDF, doivent répondre à des obligations d'économie d'énergie qui leur sont fixées par voie réglementaire par la production de certificats d'économies d'énergie obtenus en contrepartie de la réalisation d'actions d'économies d'énergie ou par acquisition de certificats auprès d'autres opérateurs.

EDF a respecté son obligation individuelle d'économies d'énergie, soit 29,8 TWhc, pour la première période, aujourd'hui achevée (1er juillet 2006 – 30 juin 2009), évitant ainsi le paiement d'une pénalité libératoire de 2 centimes d'euro par kWh manquant. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 ayant assez substantiellement modifié le dispositif CEE (notamment la liste des personnes soumises à des obligations d'économies d'énergie ainsi que le champ des personnes autorisées à collecter des certificats), le démarrage de la deuxième période a été différé. Le décret n° 2010-1663 du 29 décembre 2010, prévoit les conditions et les modalités de fixation des obligations d'économies d'énergie pour la deuxième période, qui s'étend du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013. Au regard de ces modalités, l'obligation d'économies d'énergie d'EDF devrait se situer aux alentours de 140 TWhc, mais le montant définitif de l'obligation ne sera connu que le 31 mars 2014 au plus tard.

Missions de service public

L'article 1er de la loi du 10 février 2000 précise que le Service Public de l'Electricité a notamment pour objet de garantir l'approvisionnement en électricité sur l'ensemble du territoire national, dans le respect de l'intérêt général.

EDF est en charge d'un certain nombre de missions de service public, énumérées à l'article 2 de la loi.

Mission de développement équilibré de l'approvisionnement

La mission de développement équilibré de l'approvisionnement en électricité a pour objet la réalisation des objectifs définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique et de garantir l'approvisionnement des zones du territoire non interconnectées au réseau métropolitain continental.

À ce jour, la programmation pluriannuelle des investissements est fixée par un arrêté du Ministre en charge de l'Énergie en date du 15 décembre 2009.

En sa qualité de producteur d'électricité, EDF contribue, avec les autres producteurs, à la réalisation des objectifs d'investissement définis dans cette programmation.

Mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution

La mission de développement et d'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de transport et de distribution, dans le respect de l'environnement, l'interconnexion avec les pays voisins, ainsi que le raccordement et l'accès, dans des conditions non discriminatoires, aux réseaux publics de transport et de distribution.

Ce sont les gestionnaires de réseaux publics qui sont en charge de cette mission : RTE EDF Transport pour le transport, ERDF et les DNN pour la distribution, EDF dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental.

Mission de fourniture d'électricité

La mission de service public de fourniture d'électricité consiste à assurer sur l'ensemble du territoire la fourniture d'électricité aux clients qui bénéficient du tarif réglementé de vente d'électricité, la fourniture aux clients en situation de précarité bénéficiaires de la tarification spéciale « Produit de première nécessité », ainsi que la fourniture de secours aux clients dont le responsable d'équilibre est défaillant.

Les conditions dans lesquelles les clients peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité sont définies à l'article 66 de la loi du 13 juillet 2005, modifié en dernier lieu par la loi NOME du 7 décembre 2010.

Cohésion sociale

La loi du 10 février 2000 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. Dans cet esprit, la loi n° 2006-872 du 13 juillet 2006 dite « loi Borloo » a complété l'article L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles par une disposition visant à interdire aux fournisseurs d'électricité de procéder, durant la période hivernale (du 1er novembre au 15 mars), à des interruptions de fourniture d'électricité pour non-paiement des factures dans les résidences principales des personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

Contrat de service public

L'article 1er de la loi du 9 août 2004 dispose que les objectifs et les modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à EDF font l'objet d'un contrat conclu avec l'État (pour une description du Contrat de service public conclu entre l'État et EDF, voir section 6.4.3.5 (« Service public en France ») ci-dessus).

Installations de production

La loi du 10 février 2000 a ouvert le marché de la production d'électricité à la concurrence. Sous réserve d'une autorisation délivrée en application de l'article 7 de la loi et du décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000, toute personne peut exploiter une installation de production d'électricité. Les compétences des collectivités locales en matière de production figurent aux articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du Code général des collectivités territoriales.

Clients éligibles

Depuis le 1er juillet 2007, tous les clients sans exception sont éligibles c'est-à-dire qu'ils peuvent librement conclure un contrat d'achat d'électricité avec un producteur ou un fournisseur de leur choix installé sur le territoire de l'Union européenne ou sur le territoire d'un État partie à un accord international avec la France (article 22 de la loi du 10 février 2000).

Les clients peuvent faire le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les conditions prévues par l'article 66 modifié de la loi du 13 juillet 2005. Il résulte de ces dispositions que :

- tout client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité sur un site donné peut continuer à en bénéficier, s'il fait le choix de ne pas exercer son éligibilité pour ce site ;
- 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 finaux domestiques et non domestiques souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, qui n'ont pas exercé leur éligibilité à la date de promulgation de la loi NOME peuvent, jusqu'au 31 décembre 2015, faire des allers-retours entre tarifs et nouvelle offre, sous réserve de respecter à chaque fois un délai d'un an. Au-delà de cette date, ils ne bénéficient plus des tarifs réglementés.

Par ailleurs, pour pallier l'incidence de la hausse des prix de marché pour les industriels, la loi du 7 décembre 2006 (article 30-1 de la loi du 9 août 2004 modifié par la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 dite de modernisation de l'économie), a institué, à titre transitoire, au profit des clients ayant exercé leur éligibilité, un « Tarif de retour » : ce tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (« TaRTAM »), bénéficie aux clients qui en ont fait la demande écrite à leur fournisseur avant le 1er juillet 2010. Ce tarif est applicable de plein droit jusqu'à la mise en œuvre effective du dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique ou ARENH institué par la loi NOME du 7 décembre 2010. Le niveau du TaRTAM, qui ne peut, aux termes de la loi, excéder de plus de 25 % le niveau du tarif réglementé de vente applicable à un site présentant les mêmes caractéristiques, a été fixé par un arrêté du 12 août 2009 (voir la section 6.2.1.2.1.5 (« Les contrats au TaRTAM »)).

La compensation des charges supportées à ce titre par les fournisseurs est assurée pour une part et sous conditions en utilisant les sommes collectées au titre de la CSPE, et pour une autre part, par une contribution dite « Hydro nucléaire » due par les producteurs d'électricité exploitant des installations d'une puissance installée totale de plus de 2 000 MW (soit principalement EDF), assise sur le volume de leur production d'électricité d'origine nucléaire et hydraulique au cours de l'année précédente, dans la limite de 3 euros par MWh (article 30-2 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 modifié).

Accès des tiers aux réseaux

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit que les gestionnaires de réseaux doivent garantir un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour :

- assurer les missions de service public relatives à la fourniture d'électricité ;
- assurer l'exécution des contrats de fourniture conclus avec les clients éligibles ;
- permettre l'approvisionnement par un producteur de ses établissements, de ses filiales et de sa société mère, dans les limites de sa propre production ;
- assurer l'exécution des contrats d'exportation d'électricité conclus par un producteur ou par un fournisseur exerçant l'activité d'achat pour revente d'électricité installé sur le territoire national.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution visés à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et actuellement en vigueur, ont été fixés par la décision ministérielle du 5 juin 2009. Pour plus de détails sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et distribution, se reporter à la section 6.2.2.4 (« Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'électricité (« TURPE ») ») ci-dessus.

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 prévoit également que l'accès aux réseaux est assuré par la conclusion de contrats entre les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés et les utilisateurs de ces réseaux. En outre, toute entreprise vendant de l'électricité à des clients éligibles peut conclure, si elle le souhaite, avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution un contrat relatif à l'accès aux réseaux pour l'exécution des contrats de fourniture conclus par cette entreprise avec des consommateurs finals éligibles.

Ce même article prévoit enfin que tout refus de conclure un contrat d'accès aux réseaux publics est motivé et notifié au demandeur et à la Commission de Régulation de l'Énergie. Les critères de refus sont objectifs, non discriminatoires et publiés et ne peuvent être fondés que sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux, ainsi qu'à la qualité de leur fonctionnement. Les différends relatifs à l'accès des tiers aux réseaux relèvent du Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) de la CRE.

Obligations d'achat d'électricité

EDF est soumis à des obligations d'achat d'électricité en application de la loi du 10 février 2000.

L'article 8 de cette loi prévoit que le Ministre chargé de l'Énergie peut, 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).

L'article 10 de la loi du 10 février 2000 prévoit, par ailleurs, qu'EDF (ainsi que les DNN 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 terme d'efficacité énergétique, telles que la cogénération ;
- par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent et qui sont implantées dans le périmètre d'une zone de développement de l'éolien ;
- par les installations qui valorisent des énergies de récupération ;
- dans les départements d'Outre-mer et à Mayotte, par les installations électriques existantes ou nouvelles qui produisent de l'électricité à partir de la biomasse, dont celle issue de la canne à sucre.

Ces installations ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat.

Le décret n° 2001-410 du 10 mai 2001 a prévu que le producteur bénéficiant de l'obligation d'achat doit céder la totalité de sa production à EDF et que les modèles indicatifs de contrats d'achat liant EDF et les producteurs doivent être approuvés par le Ministre chargé de l'Énergie. Les conditions d'achat, et notamment les tarifs d'achat de l'électricité, sont déterminées par arrêté du Ministre chargé de l'Énergie après avis du

Conseil supérieur de l'énergie et de la CRE. Les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir d'installations photovoltaïques ont ainsi été modifiés à la baisse par deux arrêtés du 12 janvier 2010, dont la portée a été précisée par deux arrêtés du 16 mars 2010 et par un arrêté du 31 août 2010.

Un décret en date 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. Demeuraient toutefois hors du champ de cette mesure les installations d'une puissance inférieure ou égale à 3 KWc, les installations pour lesquelles un contrat est en cours, ainsi que les projets déjà très avancés.

Au terme de cette période de suspension, un nouveau cadre réglementaire entre en vigueur, constitué principalement de deux arrêtés. Le premier, en date du 4 mars 2011, abroge l'arrêté du 31 août 2010 précité en retenant quelques dispositions transitoires.

Le second arrêté, du même jour, définit de nouvelles conditions tarifaires : il instaure plusieurs formules tarifaires qui tiennent 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.

Par ailleurs, il est envisagé que les tarifs d'achat fassent l'objet d'une évolution trimestrielle, en fonction de la puissance cumulée des installations pouvant bénéficier de l'obligation d'achat et qui ont fait l'objet de demandes complètes de raccordement au cours du trimestre écoulé. Il convient de noter que certaines installations, notamment les installations au sol, font l'objet d'une dégressivité trimestrielle, qui ne tient pas compte du volume de demandes de raccordement déposées auprès du gestionnaire de réseau concerné.

S'agissant des installations au sol ainsi que des installations sur grandes toitures, le Gouvernement a manifesté son souhait de retenir les projets susceptibles de bénéficier d'un contrat d'achat à l'issue de procédures d'appel d'offres. Les conditions de réalisation de ces appels d'offres doivent encore être précisées.

Les surcoûts découlant des contrats d'achat de l'énergie produite par les installations photovoltaïques, supportés par EDF et les DNN, sont compensés par la CSPE perçue sur les consommateurs finals.

Mécanisme de compensation des surcoûts de service public

La Contribution au Service Public de l'Électricité – CSPE

La Contribution aux charges de Service Public de l'électricité, prévue par l'article 5 modifié de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, a pour objet de compenser les charges imputables aux missions de service public assignées à EDF et aux DNN. Les charges de service public suivantes font l'objet d'une compensation intégrale :

En ce qui concerne la production d'électricité :

- les surcoûts résultant d'une part, des contrats d'achat d'électricité conclus à la suite des procédures d'appels d'offres (article 8 de la loi de 2000) et d'autre part, des contrats d'obligation d'achat passés dans le cadre de l'article 10 de la loi de 2000, y compris lorsque sont concernées des installations exploitées par EDF ou un DNN ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées 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 fournisseurs d'électricité sont compensés pour :

- les pertes de recettes et les surcoûts supportés lors de la mise en œuvre de la tarification spéciale « Produit de première nécessité » (TPN) instituée à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 ;
- les coûts supportés en raison de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (dans la limite de 20 % des pertes de recettes et des coûts de mise en œuvre du TPN supportés par le fournisseur pour l'année considérée).

La CSPE est perçue en totalité directement auprès du consommateur final :

- soit sous la forme d'un prélèvement additionnel aux tarifs de vente d'électricité (pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité) ou aux tarifs d'utilisation des réseaux (pour les clients ayant exercé leur éligibilité) ;
- soit directement auprès des producteurs d'électricité qui produisent pour leur propre usage, ou des autres consommateurs finals n'utilisant pas les réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

Elle est fixée pour l'année 2011 à 7,5 euros/MWh. Ce montant correspond au montant de la contribution pour 2010, soit 4,5 euros/MWh, augmenté de 3 euros/MWh, conformément aux dispositions de l'article 37 de loi de finances pour 2011, qui dispose qu'en l'absence d'arrêté ministériel au 31 décembre 2010 fixant le montant de la contribution pour l'année suivante, le montant proposé par la CRE entre en vigueur le 1er janvier, dans la limite d'une augmentation de 0,003 euro/kWh par rapport au montant applicable avant cette date [1].

Depuis le 1er janvier 2011, la CSPE est plafonnée à 550 000 euros par site de consommation et par an. A compter de 2011, ce plafond sera actualisé chaque année dans une proportion égale au taux prévisionnel de croissance de l'indice des prix hors tabac. Le montant total dû au titre de cette contribution par toute société industrielle consommant plus de 7 GWh d'électricité par an est par ailleurs plafonné à 0,5 % de sa valeur ajoutée.

Le développement massif des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (principalement éolien et photovoltaïque) bénéficiaires de l'obligation d'achat, conduit à un alourdissement significatif des charges à compenser par la CSPE.

Compensation des surcoûts de distribution

Le fonds de péréquation de l'électricité (FPE) a pour objet d'opérer une répartition des charges découlant des missions de service public assignées en matière de gestion des réseaux de distribution d'électricité entre les opérateurs concernés (gestionnaires de réseaux désignés au II de l'article 2 de la loi du 10 février 2000).

1. *Dans une délibération du 7 octobre 2010 publiée au Journal Officiel le 6 janvier 2011, la CRE a indiqué que, pour compenser intégralement les charges de service public sur l'électricité, la CSPE devrait s'élever à 12,9 euros/MWh en 2011, dont 9,3 euros/MWh pour couvrir les charges de service public prévisionnelles au titre de l'année 2011 et 3,6 euros/MWh pour couvrir la régularisation de l'année 2009 et les reliquats.*

La régulation du secteur électrique

La Commission de Régulation de l'Énergie
La CRE est une autorité administrative indépendante créée par l'article 28 de la loi du 10 février 2000. Les crédits nécessaires à l'accomplissement de ses missions sont inscrits au budget général de l'État.

La loi du 10 février 2000 donne une définition générale de la mission de la CRE. La Commission de Régulation de l'Énergie concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. Elle surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques.

La CRE est dotée de pouvoirs consultatifs (pouvoir de proposition et pouvoir de donner un avis), mais également de pouvoirs de décision (pouvoir d'approbation et pouvoir réglementaire).

La CRE propose ainsi aux Ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, le montant des charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité et le montant des contributions nettes qui s'y rapportent. La loi NOME prévoit qu'à compter de 2013, le prix de l'ARENH sera arrêté sur proposition de la CRE. La même loi prévoit qu'à l'expiration d'un délai de 5 ans suivant sa publication, les tarifs réglementés de vente et le tarif de cession seront fixés sur proposition de la CRE. 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 dont la loi du 7 décembre 2006 a confié l'exercice à un collège *ad hoc* au sein de la Commission : le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), composé de membres du Conseil d'État et de la Cour de cassation.

Les missions et prérogatives ainsi confiées à la CRE sont susceptibles de faire prochainement l'objet d'évolutions afin de prendre en compte les dispositions contenues dans la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009 relatives aux autorités de régulation nationales (à ce sujet, voir section 6.5.4.5.2.1 (« Le Paquet énergie »)).

Par ailleurs, le règlement (CE) n° 713/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 institue une agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Organisme communautaire doté de la personnalité juridique, l'ACER émet notamment des avis concernant toutes les questions relatives au domaine des régulateurs de l'énergie, participe à la création des codes de réseau dans le domaine de l'électricité et du gaz et peut prendre des décisions concernant les infrastructures transfrontalières (à ce sujet, voir également section 6.5.4.5.2.1 (« Le Paquet énergie »)).

6.5.2 Législation relative au marché du gaz

6.5.2.1 Législation communautaire

Le Parlement européen et le Conseil ont adopté, le 22 juin 1998, la directive 98/30/CE avec pour objectif d'établir un marché intérieur du gaz au sein des États membres. Cette directive a été abrogée par la directive 2003/55/CE du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, qui a procédé à une accélération de l'ouverture des marchés nationaux du gaz en prévoyant que cette ouverture s'appliquerait à l'ensemble des clients à compter du 1er juillet 2007.

De nouvelles règles visant à améliorer le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel sont définies dans la directive n° 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil en date du 13 juillet 2009 dont la date limite de transposition était le 3 mars 2011.

Cette directive définit, en particulier, les modalités d'organisation et de fonctionnement du secteur du gaz naturel, les règles relatives au transport, à la distribution, à la fourniture et au stockage de gaz naturel, ainsi que les mesures et conditions d'accès des tiers aux installations et réseaux ainsi concernés.

L'article 4 de la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne a autorisé le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de 6 mois à compter de la date de promulgation de la loi, c'est-à-dire avant le 5 juillet 2011, les dispositions nécessaires pour transposer la directive 2009/73/CE et abrogeant la directive 2003/55/CE. Un projet de texte a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) en mars 2011, puis transmis au Conseil d'État.

À ce texte s'ajoute le règlement (CE) n°715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Il abroge le règlement (CE) n° 1775/2005 à compter du 3 mars 2011.

6.5.2.2 Législation française

La directive 98/30/CE précitée a été transposée en droit français par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie qui a été modifiée et complétée par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, par la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique (LPOPE) du 13 juillet 2005 et par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie. La directive 2003/55/CE a été transposée en France pour l'essentiel par la loi du 9 août 2004 et par la loi du 7 décembre 2006.

Loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003

Accès aux réseaux de gaz naturel
Cette loi prévoit que les clients éligibles, les fournisseurs et leurs mandataires ont un droit d'accès aux ouvrages de transport et de distribution du gaz naturel ainsi qu'aux installations de GNL dans des conditions et termes définis par contrat avec les opérateurs qui les exploitent.

Les opérateurs qui exploitent les réseaux de gaz naturel doivent s'abstenir de toute discrimination entre les utilisateurs ou les catégories d'utilisateurs.

Clients éligibles
La loi du 3 janvier 2003 prévoit en particulier que les clients éligibles ont la possibilité de se fournir en gaz naturel auprès du fournisseur de leur choix.

Depuis le 1er juillet 2007, conformément à la directive 2003/55/CE, confirmée par la directive 2009/73/CE, et en application de la loi du 7

décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, tous les clients peuvent librement choisir leur fournisseur.

Il résulte des dispositions de l'article 66-1 de la loi du 13 juillet 2005, dans sa rédaction issue de la loi NOME 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.

Un client dont la consommation excède 30 000 kWh par an ne peut bénéficier des tarifs réglementés de vente de gaz pour un site qu'à condition que lui-même ou son prédécesseur sur ce site n'ait pas exercé son éligibilité pour ce site.

Les clients domestiques ayant droit à la tarification spéciale « Produit de première nécessité » dans le domaine de l'électricité bénéficient, à leur demande, pour une part de leur consommation, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel et aux services qui lui sont liés. Les modalités d'application de cette disposition sont fixées par le décret n° 2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité. Les surcoûts induits par la fourniture au tarif spécial de solidarité sont compensés par une contribution due par les fournisseurs de gaz naturel et assise sur les quantités de gaz naturel vendues par ces fournisseurs aux consommateurs finals.

Fournisseurs

La loi qualifie de fournisseurs les personnes qui (i) sont installées sur le territoire d'un État membre de la Communauté européenne ou sur le 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 autorisé 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.

Transport et distribution de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 prévoit notamment que les transporteurs et les distributeurs doivent assurer la sécurité et l'efficacité de leur réseau et l'équilibre des flux de gaz naturel compte tenu des contraintes techniques.

Détermination des tarifs

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution et des installations de GNL ainsi que les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont établis conjointement par le Ministre de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, sur proposition ou avis de la CRE, en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Gaz Réseau Distribution France (GrDF) sont entrés en vigueur le 1er juillet 2008, pour une durée de quatre ans en application de l'arrêté du 2 juin 2008, modifié par l'arrêté du 24 juin 2009, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 28 février 2008. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont entrés en vigueur le 1er janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008 approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008.

Le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 modifie les conditions de détermination des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ce décret pose notamment le principe de couverture des coûts de chaque fournisseur en prévoyant que le Ministre de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie fixent, pour chacun, une formule tarifaire qui permet de déterminer les coûts moyens de fourniture. Les Ministres concernés fixent ensuite des barèmes de tarifs qui peuvent être modifiés, en cours d'année, par les opérateurs eux-mêmes, après saisine de la CRE, pour répercuter la variation de leurs coûts d'approvisionnement.

Stockages souterrains et accès des tiers aux stockages de gaz naturel

La loi du 3 janvier 2003 oblige tout fournisseur à détenir en France, le 31 octobre de chaque année, directement ou indirectement par l'intermédiaire d'un mandataire, des stocks de gaz naturel suffisants pour remplir, pendant la période comprise entre le 1er novembre et le 31 mars, ses obligations contractuelles d'alimentation directe ou indirecte des clients résidentiels et des autres clients assurant des missions d'intérêt général ou n'ayant pas contractuellement accepté une fourniture de gaz interruptible.

Le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 modifié par le décret n° 2010-129 du 10 février 2010 précise le régime juridique applicable aux stockages souterrains de gaz naturel.

Contrôle et sanctions

La loi du 3 janvier 2003 confère au Ministre de l'Économie et au Ministre chargé de l'Énergie un pouvoir d'enquête en matière de régulation du marché du gaz. Le Ministre chargé de l'Énergie peut également infliger une sanction pécuniaire ou prononcer le retrait ou la suspension de l'autorisation de fourniture du gaz naturel.

6.5.3 Les concessions de distribution publique d'électricité

Le régime de la concession

Conformément à l'article 6 de la loi du 15 juin 1906, la distribution publique d'électricité est exploitée sous le régime de la concession de service public. Ce régime a été maintenu par la loi du 8 avril 1946, qui a transféré à EDF les concessions existantes et maintenu dans leurs droits les DNN, puis a été confirmé par les lois du 10 février 2000 et du 9 août 2004 modifiées par la loi du 7 décembre 2006. En vertu de l'ensemble de cette législation, les autorités concédantes organisent le service public de la distribution électrique dans le cadre de contrats de concession et de cahiers des charges fixant les droits et obligations respectifs du concédant et du concessionnaire. Aujourd'hui, les autorités concédantes sont le plus fréquemment constituées par des établissements publics de coopération intercommunale, voire au niveau départemental.

La séparation des activités de fourniture et de réseaux, imposée par la directive n° 2003/54/CE et confirmée par la directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 a conduit à l'identification par la loi du 7 décembre 2006 d'un service public comportant deux missions distinctes : d'une part, la fourniture aux tarifs réglementés confiée à EDF et aux DNN dans leurs zones de desserte exclusive, et d'autre part celle du développement et de l'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité, confiée à ERDF et aux DNN dans leurs zones de desserte, ainsi qu'à EDF pour les

zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. L'article 14 de la loi du 9 août 2004 prévoit que la conclusion de nouveaux contrats, d'avenants aux contrats de concessions ainsi que les renouvellements de contrats devront faire l'objet d'une signature tripartite, à la fois par l'autorité concédante, par le gestionnaire du réseau de distribution (pour la partie relative à la gestion du réseau public de distribution) et par EDF (ou le DNN territorialement compétent) pour la partie fourniture aux tarifs réglementés. Les contrats en cours sont réputés signés conjointement par ces trois entités.

Les droits des autorités concédantes

Les droits des autorités concédantes sont détaillés à la section 6.2.2.2.4 (« Concessions ») ci-avant.

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

Les activités d'EDF sont soumises, en France et dans les autres pays où le groupe EDF exerce ses activités, à des réglementations en matière d'environnement, de nucléaire, de santé, d'hygiène et de sécurité. Le respect de ces réglementations de plus en plus contraignantes et en constante évolution, expose le Groupe à des coûts financiers importants pour assurer la conformité de ses activités.

6.5.4.1 Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Autorisations

Les activités du groupe EDF sont soumises, dans la plupart des pays où il exerce ses activités, à l'obtention de permis, d'autorisations ou à la réalisation préalable de formalités. Ces obligations proviennent notamment des réglementations en matière d'environnement, d'urbanisme, de santé, d'hygiène et de sécurité.

Certaines installations exploitées en France par EDF, notamment les centrales thermiques à flamme, sont soumises à la législation relative aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement. Selon les dispositions du Code de l'environnement, les installations qui peuvent présenter des dangers ou des inconvénients notamment pour la santé, la sécurité et la salubrité publiques sont soumises, selon la gravité des dangers ou inconvénients présentés par leur exploitation, soit à un régime de déclaration préalable, soit à un régime d'autorisation. Dans ce dernier cas, l'autorisation d'exploiter prend la forme d'un arrêté préfectoral délivré après consultation de divers organismes et enquête publique, contenant des prescriptions de fonctionnement spécifiques.

Outre les régimes d'autorisation ou de déclaration ICPE, l'ordonnance n° 2009-663 du 11 juin 2009 relative à l'enregistrement de certaines installations classées pour la protection de l'environnement a modifié les dispositions du Code de l'environnement en créant un troisième régime d'installations : les installations soumises à une autorisation simplifiée « sous la dénomination d'enregistrement » (art. L. 512-7).

La réglementation relative aux ICPE impose également, lors de la cessation d'activité de l'installation, la remise en état du site, en fonction de l'usage auquel sont destinés les terrains.

Les ICPE sont placées sous le contrôle du préfet et des Directions Régionales de l'Environnement, de l'Aménagement et du Logement (« DREAL »), qui sont chargées d'organiser l'inspection des installations classées. En cas d'inobservation des conditions imposées à l'exploitant d'une ICPE, et indépendamment d'éventuelles poursuites pénales, le préfet peut prononcer des sanctions administratives telles que la consignation d'une somme égale au montant des travaux de mise en conformité à réaliser, l'exécution forcée des mesures prescrites par arrêté, la suspension du fonctionnement, ou encore proposer la fermeture ou la suppression de l'installation par décret en Conseil d'État.

Dispositions en matière d'hygiène et de sécurité

Les dispositions relatives à la sécurité de la réglementation sur les ICPE imposent, préalablement à l'autorisation d'une telle installation, la réalisation d'une étude de dangers comprenant une analyse des risques d'accidents et définissant les mesures propres à réduire la probabilité et les effets de ces accidents.

Le projet de création d'une ICPE soumise à autorisation doit également faire l'objet d'une enquête publique relative aux incidences éventuelles du projet sur la santé, la sécurité et la salubrité publiques ainsi que la protection de la nature et de l'environnement.

Outre les prescriptions techniques relatives à la protection de la santé et à la sécurité, l'arrêté d'autorisation peut également imposer à l'exploitant d'une installation classée l'établissement d'un Plan d'Opération Interne (« POI ») définissant les mesures d'organisation, les mesures d'intervention et les moyens nécessaires pour protéger le personnel, les populations et l'environnement en cas de sinistre.

6.5.4.2 Réglementation spécifique applicable aux installations nucléaires

EDF est 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 »), qui fixe les principales dispositions applicables aux Installations Nucléaires de Base (« INB »). La loi a créé l'Autorité de Sûreté Nucléaire (« ASN »), autorité administrative indépendante, qui reprend une large partie des attributions précédemment dévolues à la Direction Générale de la Sûreté Nucléaire et de la Radioprotection (DGSNR), les Ministres conservant une compétence pour la délivrance des principales autorisations et l'élaboration de la réglementation générale. En application de cette loi, l'ancien décret n° 1228 du 11 décembre 1963 relatif aux installations nucléaires a été abrogé et remplacé par le décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives.

La loi TSN prévoit en particulier que la création d'une INB est autorisée, après enquête publique, par un décret du Premier Ministre, pris après avis de l'ASN et sur rapport du Ministre chargé de l'Énergie. Le décret d'autorisation définit le périmètre de l'installation, mentionne la nature et la capacité de l'installation, fixe le délai dans lequel celle-ci devra être mise en service et la périodicité des réexamens de sûreté si elle n'est pas égale à 10 ans et, enfin, impose les éléments essentiels permettant de garantir la protection, en particulier, de la santé et de la sécurité publiques, de la

nature et de l'environnement. L'autorisation de mise en service est délivrée par l'ASN. Le réexamen de sûreté permet d'apprécier la situation de l'installation au regard des règles qui lui sont applicables et d'actualiser l'appréciation des risques que l'installation présente pour les intérêts cités précédemment. La durée d'exploitation d'une INB n'est, en général, pas fixée par voie réglementaire mais, cependant, rien ne s'y oppose.

Par ailleurs, les conditions des prélèvements d'eau, de rejets d'effluents liquides et gazeux, radioactifs ou non, susceptibles de provoquer des pollutions atmosphériques ou des odeurs spécifiques, ainsi que les limites associées seront fixées, en application du décret d'autorisation de création, par décisions de l'ASN, soumises à homologation du Ministre chargé de l'Énergie, en ce qui concerne les décisions fixant les limites.

D'autres prescriptions seront également délivrées par l'ASN en application du décret d'autorisation de création, notamment pour prévenir ou limiter les effets des accidents ou incidents, définir les moyens individuels et collectifs de protection des populations, limiter les nuisances sonores et gérer les déchets produits par l'installation, entreposés ou stockés dans celle-ci.

Les règles de sûreté et le contrôle des installations nucléaires

Les installations nucléaires d'EDF sont soumises, dès leur création, à la réglementation en matière de sûreté nucléaire. Ainsi, la demande d'autorisation de création d'une INB comprend notamment le rapport préliminaire de sûreté qui constitue pour l'INB, l'étude de dangers exposant les mesures prises pour faire face aux risques inhérents à l'INB et limiter les conséquences d'un accident éventuel, une étude d'impact de l'installation sur l'environnement et la santé, un plan de déconstruction et une étude de maîtrise des risques. Les INB doivent également respecter les règles générales fixées par arrêté ministériel en vue de la protection des risques en matière de sécurité, santé, salubrité ou de protection de la nature et de l'environnement. Un Plan d'Urgence Interne (« PUI ») précisant l'organisation et les moyens mis en œuvre en cas d'accident doit être établi par l'exploitant. Ce dernier doit rédiger en outre un rapport annuel, soumis au CHSCT (Comité Hygiène, Sécurité et Conditions de Travail) et rendu public, exposant notamment les dispositions prises en matière de sûreté nucléaire et de radioprotection. Par ailleurs, tout accident ou incident, nucléaire ou non, ayant ou risquant d'avoir des conséquences notables pour la sûreté d'une INB doit être déclaré sans délai, notamment à l'ASN qui veille à l'adoption de mesures appropriées pour y remédier et pour éviter le renouvellement d'un tel accident ou incident.

L'ASN peut prendre des décisions réglementaires à caractère technique pour compléter les modalités d'application des décrets et arrêtés pris en matière de sûreté nucléaire ou de radioprotection. Ces décisions sont soumises à l'homologation des Ministres concernés.

La loi TSN met également en place des dispositions concernant l'information du public et la transparence avec par exemple la constitution d'un Haut Comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire ou la possibilité offerte à toute personne de demander directement à l'exploitant des informations sur les risques liés à la sûreté de son installation.

Enfin, sont instituées des sanctions administratives et pénales accrues en cas d'inobservation par un exploitant d'une INB de ses obligations légales et réglementaires, tel que par exemple trois ans d'emprisonnement et 150 000 euros d'amende en cas d'exploitation d'une INB sans autorisation, ou un an d'emprisonnement et 30 000 euros d'amende en cas de transport de substances radioactives sans autorisation.

La déconstruction des installations nucléaires

La mise à l'arrêt définitif et la déconstruction d'une INB sont autorisées par décret pris après avis de l'ASN. Cette dernière définit les prescriptions relatives à la déconstruction et le décret fixe notamment les caractéristiques de la déconstruction et son délai de réalisation. Une fois la déconstruction effectuée, 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 nucléaires. EDF assume la responsabilité des déchets nucléaires résultant de ses activités. En France, la gestion des déchets radioactifs est assurée par l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA), établissement public à caractère industriel et commercial créé par la loi du 30 décembre 1991.

Le mode de stockage des déchets nucléaires en France dépend de leur degré de radioactivité et de leur période d'activité nucléaire. Outre certains stockages temporaires sur les sites EDF, les déchets à très faible activité (« TFA ») produits par EDF (par exemple les déchets de béton ou de métaux issus de la déconstruction d'une centrale nucléaire) sont stockés sur un site de l'ANDRA ouvert en 2003. Les déchets à faible et moyenne activité et à courte vie issus des activités d'EDF sont stockés en surface au centre de stockage de l'Aube de l'ANDRA (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets nucléaires à haute activité et à vie longue, dit « HAVL », issus du traitement des combustibles usés sont conditionnés sous forme vitrifiée et entreposés provisoirement au centre de AREVA NC (ex-Cogema) à La Hague dans l'attente de l'adoption d'une solution de gestion à long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus). Les déchets à moyenne activité et vie longue, dit « MAVL » (par exemple les coques et les embouts, les morceaux de gaine, etc.) sont soit cimentés, soit compactés et confinés dans des conteneurs en acier inoxydable. Ils font actuellement l'objet d'un entreposage intermédiaire et provisoire dans l'attente d'une décision définitive de gestion long terme (voir section 6.2.1.1.3.4 (« Cycle du combustible nucléaire et les enjeux associés ») ci-dessus).

La Commission nationale d'évaluation des recherches sur la gestion des déchets radioactifs a rendu un rapport global d'évaluation le 18 janvier 2006. Celui-ci retenait le stockage réversible en situation géologique profonde comme la voie de référence pour une gestion définitive des déchets ultimes, même si les conditions d'une éventuelle décision finale de réalisation d'un stockage n'étaient pas encore réunies. Suite à l'adoption de la loi de programme n° 2006-739 du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et déchets radioactifs, des recherches et études relatives aux déchets HAVL et MAVL sont poursuivies selon les trois axes complémentaires suivants :

- séparation et transmutation des éléments radioactifs à vie longue, afin de disposer en 2012, d'une évaluation des perspectives industrielles de ces filières et de mettre en exploitation un prototype d'installation avant le 31 décembre 2020 ;

- stockage réversible en couche géologique profonde : choix et conception d'un centre de stockage dont la demande d'autorisation devrait être instruite en 2015 et sous réserve de cette autorisation, mis en exploitation en 2025 ;
- entreposage : en vue, au plus tard en 2015, de créer de nouvelles installations d'entreposage ou de modifier des installations existantes.

La question de l'option devant être retenue par la France concernant la gestion des déchets de haute activité à vie longue a également fait l'objet d'un débat public organisé par la Commission Nationale du Débat Public. Le compte-rendu de ce débat ainsi que le bilan dressé par son Président ont été rendus publics le 27 janvier 2006. L'apport le plus notable de la Commission est l'apparition d'une nouvelle stratégie possible consistant à prévoir à la fois la poursuite des expérimentations sur le stockage géologique et la réalisation d'un prototype d'entreposage pérennisé.

Outre l'étude des trois axes complémentaires mentionnés ci-dessus, la loi de programme du 28 juin 2006 prévoit qu'un plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs, mis à jour tous les 3 ans, dresse le bilan des modes de gestion existants et recense les besoins prévisibles en matière de stockage et d'entreposage. Elle précise qu'un centre de stockage en couche géologique profonde est une Installation Nucléaire de Base dont l'autorisation de création par décret en Conseil d'État 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 déchets radioactifs. En particulier, les actifs affectés à la couverture des provisions ne pourront être utilisés pour un autre objet par l'exploitant, et devront faire l'objet d'un enregistrement comptable distinct. La mise en œuvre de ces dispositions sera contrôlée par l'autorité administrative, c'est-à-dire le Ministre chargé de l'Économie et le Ministre chargé de l'Énergie, elle-même soumise à une Commission nationale d'évaluation du financement des charges de déconstruction des INB et de gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs.

Le transport des déchets radioactifs est soumis en France aux articles L. 1333-1 et suivants du Code de la défense régissant la protection et le contrôle des matières nucléaires ainsi qu'à la réglementation relative au transport national et international de marchandises dangereuses, sous le contrôle de l'ASN. Cette dernière effectue une analyse critique des dossiers de sûreté proposés par les requérants pour obtenir l'agrément de leur modèle de colis. Ces textes ont pour objectif d'empêcher la perte ou la disparition de colis de matières nucléaires notamment durant leur transport et d'assurer la sûreté humaine et environnementale en maîtrisant les risques de contamination par les colis de matières nucléaires.

Le décret n° 2007-243 du 23 février 2007 relatif à la sécurisation du financement des charges nucléaires, dont les dispositions sont applicables à compter du 29 juin 2007, précise les conditions et les modalités d'application des dispositions de la loi de programme de juin 2006.

Ainsi, l'exploitant évalue les charges selon cinq catégories (charges de déconstruction des installations nucléaires, charges de gestion de leurs combustibles usés, etc.) qui font l'objet d'une décomposition en opérations définies conformément à une nomenclature fixée par un arrêté de l'autorité administrative. Cette évaluation des charges est effectuée au moyen d'une méthode reposant sur une analyse des différentes options raisonnablement envisageables pour conduire l'opération et sur cette base procéder au choix prudent d'une stratégie de référence.

Le taux d'actualisation, utilisé pour le calcul du montant des provisions, est déterminé par l'exploitant et ne doit excéder ni le taux de rendement attendu des actifs de couverture gérés avec un degré de sécurité et de liquidité suffisant pour répondre à leur objet, ni un plafond fixé par arrêté de l'autorité administrative.

Différents actifs de couverture sont admissibles, avec une répartition en pourcentage, comme par exemple des obligations, créances ou valeurs émises ou garanties par un État de la Communauté européenne ou de l'OCDE, ou des actions, parts ou titres donnant accès au capital de sociétés ayant leur siège sur le territoire d'États de la Communauté européenne ou de l'OCDE.

Les actifs de propriété, les actes et titres consacrant les créances, les comptes de dépôt doivent être conservés ou ouverts en France. Un inventaire permanent des actifs de couverture doit être tenu par l'exploitant et une synthèse transmise trimestriellement à l'autorité administrative. Le Conseil d'administration de l'exploitant fixe le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, en respectant l'objet des actifs et les principes de prudence et de répartition des risques.

En outre, doivent être mis en place un Comité, constitué par le Conseil d'administration, chargé d'examiner et de rendre un avis sur le cadre de la politique de constitution et de gestion des actifs de couverture, ainsi qu'une procédure permanente de contrôle interne du dispositif de financement des charges et en particulier de leur évaluation et de la gestion des actifs de couverture.

Enfin, un rapport est transmis tous les trois ans à l'autorité administrative et à l'ASN avec copie aux Commissaires aux comptes, qui décrit notamment l'évaluation des charges, les méthodes appliquées pour le calcul des provisions et la composition des actifs. L'autorité administrative peut demander tout justificatif complémentaire, faire réaliser par un organisme extérieur une étude, requérir une expertise de la valeur des actifs à la charge de l'exploitant.

Durant le deuxième trimestre 2010, la Commission européenne a lancé une large consultation au sein de l'Union européenne sur l'opportunité ou pas d'adopter une législation communautaire relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs. Une large majorité de citoyens européens s'est prononcé en faveur d'une telle législation, indépendamment de l'implantation de centrales nucléaires dans leur pays ou pas.

La Commission européenne a alors rendu public son projet de directive relative à la gestion du combustible usé et des déchets radioactifs le 3 novembre 2010. Ce projet de texte, qui sera adopté en application du Traité Euratom dans le cadre duquel le Parlement européen ne dispose pas de la codécision, prévoit notamment la mise en place d'un plan national de gestion des déchets et présente le stockage géologique profond comme l'option la plus sûre et durable pour la gestion des déchets à haute activité vie longue. A cet égard, le projet de directive envisage la possibilité de créer des sites de stockage partagés entre plusieurs Etats, sur la base toutefois du volontariat. Le projet de texte va faire l'objet d'un examen dans les mois à venir par les Etats membres et les différentes institutions européennes pour une adoption vraisemblablement courant 2011.

La réglementation de la radioprotection

En France, le Code de la santé publique précise que la totalité des activités nucléaires comportant un risque d'exposition des personnes aux rayonnements ionisants est contrôlée par l'ASN. La protection générale de la population contre ces rayonnements réside principalement dans la soumission de toute activité nucléaire à un régime de déclaration ou d'autorisation, étant précisé que les autorisations délivrées lors de la création des INB tiennent lieu d'autorisation. Le décret n° 2002-460 du 4 avril 2002 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants, qui transpose les dispositions de la directive 96/29/Euratom du 13 mai 1996 et de la directive 97/43/Euratom du 30 juin 1997, fixe la dose limite d'exposition du public à 1 mSv par an.

La réglementation française sur la protection des travailleurs contre les dangers des rayonnements ionisants, issue de la directive 96/29/Euratom et du décret n° 2003-296 du 31 mars 2003, impose en particulier une limite d'exposition des travailleurs aux rayonnements ionisants à 20 mSv pour douze mois consécutifs.

Une circulaire du 21 avril 2010 relative aux mesures de prévention des risques d'exposition aux rayonnements ionisants adressée aux agents de contrôle compétents en radioprotection des travailleurs précise l'ensemble des dispositions concernant les travailleurs exposés aux rayonnements ionisants.

Pour assurer la transposition de la directive 2003/122/Euratom du 22 décembre 2003 relative au contrôle des sources radioactives scellées de haute activité et des sources orphelines et introduire les modifications résultant de la loi TSN du 13 juin 2006, la partie réglementaire du Code de la santé publique a été modifiée par le décret n° 2007-1582 du 7 novembre 2007 relatif à la protection des personnes contre les dangers des rayonnements ionisants.

Une directive Euratom sur les normes de base, actuellement en projet, remplacera et mettra 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. Ses effets sur la réglementation en vigueur demeurent encore difficiles à évaluer, la Commission européenne n'ayant pas encore présenté sa proposition formelle, attendue au second semestre 2011.

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.

La Convention de Paris instaure un régime dérogatoire de responsabilité, qui présente les caractéristiques suivantes :

- *dommages couverts* : réparation de tous les dommages aux personnes et aux biens ;
- *nature de la responsabilité* : responsabilité objective, c'est-à-dire même en l'absence de faute de l'exploitant ;
- *exonérations* : l'exploitant n'est pas responsable des dommages causés par un accident nucléaire si cet accident est dû directement à des actes de conflit armé, d'hostilités, de guerre civile, d'insurrection ou à un cataclysme naturel de caractère exceptionnel. Les actes de terrorisme ne constituent pas une exonération ;
- *personne responsable* : principe de canalisation de la responsabilité sur un intervenant unique : l'exploitant de l'installation nucléaire où sont détenues ou dont provenaient les substances nucléaires qui ont causé les dommages ;
- *limitations de la responsabilité* : la responsabilité de l'exploitant peut être limitée à la fois dans son montant et sa durée par les législations nationales, sous réserve de respecter le montant minimal commun de responsabilité fixé par les Conventions :
  - si l'installation se situe en France, le montant de responsabilité de l'exploitant est limité à environ 91,5 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à environ 22,9 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. Le délai imparti pour introduire des actions en réparation est de dix ans à compter de la date de l'accident ;
  - au-delà du montant maximal de responsabilité à la charge de l'exploitant, il revient à l'État dans lequel est survenu le sinistre d'indemniser les victimes jusqu'à un plafond de 228,6 millions d'euros ;
  - au-delà de ce montant, les États membres adhérents à la Convention de Bruxelles (y compris la France) contribuent collectivement à une indemnisation jusqu'à un plafond de 381,1 millions d'euros.
- *garantie financière* : obligation d'assurance ou de garantie financière de l'exploitant à concurrence des montants de responsabilité fixés, en vue de garantir la disponibilité des fonds. Cette assurance ou garantie financière doit être approuvée par l'État dans lequel l'installation assurée ou garantie se trouve. EDF a opté pour l'assurance et est en conformité avec les exigences actuelles de couverture (voir section 4.2.3 (« Assurances »)).

Des protocoles portant modification de la Convention de Paris et de la Convention de Bruxelles ont été signés le 12 février 2004. Ils requièrent la disponibilité de montants d'indemnisation sensiblement plus importants, afin de prendre en compte un plus grand nombre de victimes et de types de dommages collatéraux. La responsabilité de l'exploitant est ainsi au moins égale à 700 millions d'euros par accident nucléaire dans une installation et à 80 millions d'euros par accident nucléaire en cours de transport. L'État où se trouve l'installation nucléaire responsable du dommage interviendra au-delà des 700 millions d'euros à la charge de l'exploitant et à concurrence de 1 200 millions d'euros. Au-delà de ce montant, les États parties à la Convention de Bruxelles interviendront jusqu'à un plafond de 1 500 millions d'euros. En outre, pour les dommages corporels exclusivement, le délai imparti pour introduire des actions en réparation passera de dix ans à trente ans à compter de la date de l'accident. Une autre importante modification est l'introduction d'une définition détaillée de la notion de « Dommage nucléaire » prenant en compte les dommages immatériels, le coût des mesures de sauvegarde, le coût des mesures de restauration d'un environnement dégradé et certaines autres pertes résultant de la dégradation de l'environnement. Enfin, les protocoles modificateurs prévoient que les cas d'exonération de responsabilité de l'exploitant sont désormais limités aux cas de conflits armés, d'hostilités, de guerre civile ou d'insurrection (les catastrophes naturelles ne sont plus un cas d'exonération).

Ces nouvelles dispositions ont été transposées en droit français par la loi TSN du 13 juin 2006 précitée. Ces dispositions ne seront toutefois applicables qu'à la date d'entrée en vigueur des protocoles modificateurs, c'est-à-dire lorsqu'au moins deux tiers des seize états signataires les auront ratifiés, étant précisé que les treize Etats membres de l'Union européenne sont en outre tenus de déposer ensemble leurs instruments de ratification. Au 31 décembre 2010, seulement sept Etats – dont six de l'Union européenne – sur 16 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.

6.5.4.3 Réglementations applicables aux autres modes de production du Groupe

Règles spécifiques en matière de production thermique à flamme

Les activités de production thermique à flamme (« THF ») du groupe EDF sont soumises en France à la réglementation sur les ICPE (voir section 6.5.4.1 (« Réglementation applicable aux installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) »)). Le parc THF d'EDF est également soumis au respect d'une réglementation spécifique sur la qualité de l'air, issue notamment de la directive européenne n° 2001/81 du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émissions nationaux pour certains polluants atmosphériques (directive NEC) et de la directive n° 2001/80 du 23 octobre 2001 relative à la limitation des émissions de certains polluants dans l'atmosphère en provenance des grandes installations de combustion (directive GIC) (voir section 6.5.4.5 (« Principaux projets de réglementations susceptibles d'avoir un impact sur les activités du groupe EDF ») ci-dessous pour une description de cette réglementation spécifique).

Des dérogations sont possibles pour les installations fonctionnant 20 000 heures maximum entre 2008 et 2015 et il est également prévu un système de réduction des émissions de polluants (SNR) qui pourrait permettre la mutualisation des rejets suite au regroupement de différentes installations et entraîner ainsi plus de souplesse. La directive 2003/105/CE du 16 décembre 2003 dite Seveso 3, a été transposée par le décret n° 2005-989 du 10 août 2005 (seuils hauts) et l'arrêté du 29 septembre 2005 (seuils bas). Elle modifie la directive 96/82/CE du Conseil concernant la maîtrise des dangers liés aux accidents majeurs impliquant des substances dangereuses, dite directive Seveso 2, et pourrait avoir un impact sur les activités du groupe EDF. En effet, cette directive abaisse notamment les quantités autorisées de substances cancérigènes et/ou dangereuses pour l'environnement pour les installations produisant, utilisant, manipulant ou stockant ces substances. Ainsi, certaines centrales thermiques à flamme d'EDF pourraient être soumises au régime plus strict des installations Seveso et se voir imposer des obligations renforcées en matière de sécurité et de constitution de garanties financières.

Règles spécifiques en matière d'installations hydrauliques

Les installations hydrauliques sont soumises en France au régime instauré par la loi du 16 octobre 1919 modifiée. Elles font l'objet de concessions accordées par le Premier Ministre (pour les ouvrages de plus de 100 MW) ou par le préfet (pour les ouvrages dont la puissance est comprise entre 4,5 MW et 100 MW), ou d'autorisations préfectorales pour les ouvrages de moins de 4,5 MW (voir section 6.2.1.1.4.4 (« Les enjeux actuels et futurs de la production hydraulique ») concernant les concessions hydrauliques).

Les activités de production hydroélectrique d'EDF sont soumises à la réglementation sur l'eau. Cette réglementation a notamment trait à la maîtrise des variations de niveaux et de débits d'eau et à la sûreté des zones situées à proximité et à l'aval des aménagements hydrauliques (voir section 6.5.4.4 (« Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité »)).

Conditions d'instruction d'une demande de renouvellement des concessions hydrauliques

Le décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié par le décret n° 2008-1009 du 26 septembre 2008, pris en application de la loi du 16 octobre 1919, précise les conditions d'instruction d'une demande ou d'un renouvellement de concession hydraulique. Ce décret intègre les modalités d'application de la loi n° 93-122 du 29 janvier 1993 (dite loi Sapin) qui impose, dans les délégations de service public, une procédure de mise en concurrence des différents candidats. L'ancien droit de préférence au bénéfice du concessionnaire sortant a été supprimé par la loi de finances rectificative pour 2006 du fait de sa non-compatibilité avec la procédure de mise en concurrence.

Les concessions hydrauliques, lors de leur renouvellement, font l'objet d'une redevance annuelle indexée sur les recettes résultant des ventes d'électricité issues des ouvrages hydroélectriques concédés, versée à l'État et affectée en partie aux départements sur le territoire desquels coulent les cours d'eau utilisés. La loi Grenelle 1 du 3 août 2009 a prévu la possibilité que le montant de cette redevance puisse être plafonné au-delà du seuil de 25% fixé par la loi de finances rectificatives pour 2006. La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 prévoit qu'un plafond soit fixé, au cas par cas, par l'autorité concédante, dans le cadre de chaque mise en concurrence. Une partie du produit de cette redevance serait également affectée aux communes concernées.

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

Règles spécifiques 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 d'une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

L'un des 5 textes composant le Paquet Climat et publiés au JOUE du 5 juin 2009 est la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, dite directive ENR. La directive 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.

La France se voit fixer un objectif de 23 % d'énergies produites à partir de sources renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie.

Chaque État membre devait adopter d'ici 2010 un plan d'action national comprenant les mesures appropriées pour atteindre ses objectifs, et la progression concernant la part des énergies renouvelables devra suivre une trajectoire indicative.

Le plan d'action français pour les énergies renouvelables, qui reprend les objectifs de la Programmation Pluriannuelle des Investissements (PPI), a été transmis à la Commission européenne en septembre 2010.

Règles spécifiques à la production de l'énergie éolienne

En France, la construction d'installations éoliennes est soumise, en application des articles R. 421-1 et 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. Par ailleurs, en vertu de l'article L. 553-2 du Code de l'environnement, l'implantation d'une ou plusieurs éoliennes nécessite préalablement une enquête publique et une étude d'impact lorsque la hauteur du mât dépasse 50 mètres. Une notice d'impact est néanmoins requise lorsque la hauteur est inférieure.

La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 soumet les installations éoliennes à la réglementation des ICPE. Cependant, l'application de ce nouveau régime est progressive. Par ailleurs, la loi prévoit expressément que 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 définies dans les documents d'urbanisme en vigueur au 13 juillet 2010.

Enfin, l'art. L. 553-3 du Code de l'environnement prévoit que l'exploitant d'une installation éolienne ou, en cas de défaillance, la société mère est responsable de son démantèlement et de la remise en état du site, dès qu'il est mis fin à l'exploitation, quel que soit le motif de la cessation de l'activité. A cette fin, il est exigé de l'exploitant ou la société propriétaire la constitution de garanties financières dès le début de la production, puis au titre des exercices comptables suivants.

6.5.4.4 Autres réglementations en matière d'environnement, de santé, d'hygiène et de sécurité

Réglementation en matière d'environnement

Loi Grenelle 1

La loi n° 2009-967 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement, dite Grenelle 1, a été adoptée le 3 août 2009.

Le texte regroupe un ensemble d'engagements et d'objectifs généraux à moyen et long terme en matière environnementale, au nombre desquels figurent la réduction des émissions de gaz à effet de serre, l'efficacité énergétique, le développement des énergies renouvelables, la protection de la biodiversité et des milieux naturels, la prévention des risques pour l'environnement et la santé ainsi que la gestion des déchets. Par ailleurs, la loi assure un renforcement du rôle des associations et de l'information en matière environnementale et contient diverses dispositions relatives à la gouvernance d'entreprise.

La plupart des dispositions demeurent néanmoins dénuées de portée normative, les orientations et les objectifs ainsi fixés par le législateur ayant vocation à trouver leur déclinaison opérationnelle dans la loi portant engagement national pour l'environnement, dit Grenelle 2 adoptée le 12 juillet 2010.

Loi Grenelle 2

La loi n° 2010-788 dite Grenelle 2 portant engagement national pour l'environnement a été adoptée le 12 juillet 2010. Nombre de ses dispositions impactent les activités d'EDF. Parmi celles-ci peuvent être relevées tout particulièrement les suivantes :

- pour permettre un développement équilibré des différentes filières d'énergie renouvelable, la loi met en place de nouveaux instruments de planification territoriale, parmi lesquels les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie présentent une importance de premier ordre ;
- dans le domaine de la protection de la biodiversité, la mise en place des trames vertes et bleues doit permettre de compenser la perte de la biodiversité en faisant le lien entre les espaces naturels protégés et en créant des corridors écologiques entre ces espaces. Plusieurs articles sont consacrés à la définition d'une stratégie nationale pour la mer et le littoral, dont le but est d'atteindre le bon état écologique des eaux défini dans la directive 2008/56/CE du 17 juin 2008 établissant un cadre d'action communautaire dans le domaine de la politique pour le milieu marin, d'ici à 2020 ;
- motivé par le souhait de prévenir les risques industriels, le législateur renforce notamment le régime juridique des ICPE (soumission des éoliennes à la réglementation ICPE, modification de certains délais de recours, possibilité de créer des commissions de suivi de site dans certaines zones géographiques comportant plusieurs de ces risques et pollutions…) ;
- en matière de gouvernance, la loi étend l'obligation de reporting social et environnemental des entreprises. Le champ d'application de l'obligation d'information sur la manière dont la société prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité est élargi à certaines sociétés non cotées en fonction de seuils déclencheurs (bilan, nombre de salariés). Par ailleurs, les sociétés qui établissent des comptes consolidés devront fournir dans leur rapport de gestion les informations sociales et environnementales qui les concernent directement mais aussi celles concernant l'ensemble de leurs filiales au sens de l'article L.233-1 du Code du commerce ou les sociétés qu'elles contrôlent au sens de l'article L.233-3 du Code du commerce. Dans certains cas, une information individualisée sera exigée en complément des informations consolidées : lorsque les filiales ou les sociétés contrôlées sont implantées sur le territoire français et qu'elles comportent des ICPE autorisées ou enregistrées, les informations doivent porter sur chacune d'entre elles lorsqu'elles ne présentent pas de caractère consolidable ;
- à compter des exercices clos respectivement le 31 décembre 2011 pour les entreprises cotées et le 31 décembre 2016 pour l'ensemble des entreprises concernées la vérification des données (conséquences sociales, environnementales mais aussi engagements sociaux en faveur du développement durable) devra être confiée à des organismes tiers indépendants qui émettront un avis qui sera transmis à l'Assemblée générale des actionnaires ou des associés, concernant la présence des informations légales et réglementaires requises. Le décret d'application n'a pas encore été publié à la date de dépôt du présent document de référence.

Loi sur la responsabilité environnementale

La loi du 1er août 2008, relative à la responsabilité environnementale, assure la transposition de la directive 2004/35/CE du 21 avril 2004. Les règles nouvelles transposées aux articles L.160-1 à L.165-2 du Code de l'environnement ont 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. Les règles nouvelles ne modifient pas le régime de responsabilité à l'égard des tiers qui continue de s'appliquer par ailleurs. Certaines dispositions ont été précisées par le décret n° 2009-468 du 23 avril 2009 (articles R.161-1 et suivants du Code de l'environnement).

Loi sur l'eau et les milieux aquatiques

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques du 30 décembre 2006, qui vise principalement à la reconquête de la qualité écologique des cours d'eau et à l'amélioration de la gestion de l'eau, comporte des dispositions susceptibles d'affecter EDF mais permet également d'inclure dans la politique de la gestion de l'eau la prise en compte des enjeux liés à la sécurité d'approvisionnement électrique et des impératifs de la production hydroélectrique.

C'est ainsi que certaines contraintes se trouvent renforcées, du fait notamment de l'augmentation du débit minimal à l'aval des barrages, de la possibilité de modifier ou de retirer le titre d'exploitation, en cas de perturbations causées à certains poissons migrateurs par le fonctionnement de l'ouvrage, ou encore de la révision des classements de cours d'eau, pour y interdire la réalisation de nouveaux ouvrages ou fixer des prescriptions lors des renouvellements de titres d'exploitation. Toutefois, un assouplissement du régime du débit minimal est prévu dans certains cas, notamment pour les aménagements contribuant à la production de pointe, et une simplification des procédures administratives est par ailleurs organisée qui facilitera l'installation d'équipements hydroélectriques complémentaires.

La loi a également renforcé la portée juridique de certains documents de gestion de l'eau ; ainsi les Schémas d'Aménagement et de Gestion de l'Eau deviennent de véritables règlements opposables à tous et susceptibles de contenir des normes relatives à la qualité ou la quantité d'eau.

En raison du déclin de la population d'anguilles européennes, espèce considérée en danger critique d'extinction, le règlement n° 1100/2007 du Conseil du 18 septembre 2007 a institué des mesures de reconstitution du stock d'anguilles. Ce règlement est en vigueur depuis le 25 septembre 2007 et applicable directement, sans mesure de transposition. Il a imposé à chaque État membre d'élaborer pour le 31 décembre 2008 des plans de gestion de l'anguille pour chaque bassin hydrographique concerné. Ces plans de gestion ont comme objectif de réduire la mortalité anthropique afin d'assurer un taux d'échappement vers la mer d'au moins 40 % de la biomasse d'anguilles. Parmi les mesures énumérées dans le règlement, le plan de gestion peut comporter des mesures structurelles visant à permettre le franchissement des rivières et à améliorer les habitats pour les cours d'eau ainsi que l'arrêt temporaire des turbines des centrales hydroélectriques.

Le plan de gestion national, intégrant les mesures prises sur chaque bassin, a été approuvé le 15 février 2010 par la Commission européenne.

Stratégie marine

La directive 2008/56/CE du Parlement européen et du Conseil du 17 juin 2008 établissant un cadre d'action communautaire dans le domaine de la politique pour le milieu marin (directive cadre « Stratégie pour le milieu marin ») vise à protéger et à conserver le milieu marin et prévoit que les États définiront des stratégies pour les eaux marines européennes avec pour objectif d'atteindre en 2020 un bon état écologique du milieu marin, des programmes de surveillance et diverses mesures. Certaines installations de production d'EDF (éoliennes offshore, centrales en bord de mer ou à l'intérieur des terres dès lors qu'elles sont susceptibles d'affecter directement ou indirectement le milieu marin) pourraient à terme être affectées par des contraintes nouvelles, notamment au travers de documents stratégiques de façades.

PCB et PCT

Le Groupe est soumis à des réglementations relatives aux polychlorobiphényles (PCB) et polychloroterphényles (PCT) dans les différents pays où il exerce ses activités, notamment en Europe.

La directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 imposait un inventaire des appareils contenant des PCB et PCT ainsi qu'un plan national de décontamination et d'élimination progressive de ces substances qui sont notamment contenues dans certains transformateurs électriques et des condensateurs. La décontamination des appareils en contenant devait être effectuée au plus tard le 31 décembre 2010.

En France, le plan national d'élimination et de traitement des appareils au PCB a été approuvé par arrêté ministériel du 26 février 2003. Pour une dizaine d'entreprises qui disposaient de plus de 300 appareils, le plan particulier d'élimination pour chacune de ces entreprises (dont EDF) figure à l'annexe 11 du plan national. Le plan particulier à mettre en œuvre par EDF impliquait le traitement d'un certain nombre d'appareils chaque année, l'intégralité des appareils devant être traité, comme indiqué ci-dessus, au plus tard le 31 décembre 2010. Pour EDF, cet objectif a été atteint puisque le dernier appareil appartenant à un tiers, mais exploité par la Société, qui subsistait à fin décembre 2010 a été éliminé le 24 janvier 2011. Quant à ERDF, filiale la plus impactée par ce programme de traitement (environ 65 000 appareils), tous les appareils pollués au taux supérieur à 500 ppm ont pu être effectivement retirés du réseau avant le 31 décembre 2010. À cette date, il ne restait que 1 425 appareils chez les industriels agréés, pour traitement au cours des premières semaines 2011.

Voir aussi la section 6.4.3.2.2.4 (« Maîtriser les autres impacts (sols pollués, déchets) »).

Gaz à effet de serre

Certaines activités du groupe EDF entrent dans le champ d'application de la directive européenne 2003/87/CE du 13 octobre 2003 modifiée établissant un système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (« GES ») au titre des mécanismes de projets du protocole de Kyoto (directive ETS).

Jusqu'en 2013, la directive prévoit que des quotas d'émission de GES doivent être affectés aux exploitants des secteurs concernés sur la base d'un Plan national d'allocation des quotas (« PNAQ »). En France, cette directive a été transposée principalement par l'ordonnance n° 2004-330 du 15 avril 2004 portant création d'un système d'échange de quotas d'émission de GES (L.229-5 et suivants du Code de l'environnement), et par le décret n° 2004-832 du 19 août 2004 relatif au système d'échange de quotas de GES (R.229-5 du Code de l'environnement). En application de cette réglementation, un premier PNAQ affectant des quotas de GES aux exploitants concernés pour la période 2005-2007 avait été approuvé en France par le décret n° 2005-190 du 25 février 2005, après avis favorable de la Commission européenne.

Le PNAQ 2 a été approuvé par décret le 15 mai 2007. Il fixe la quantité totale des quotas de CO_2 pour la période 2008-2012 à 132,8 Mt CO_2, la quantité de quotas affectée au secteur électrique à 25,6 Mt dont 16,58 Mt CO_2 annuels pour EDF. Le PNAQ 2 précise que les exploitants pourront utiliser, dans la limite de 13,5 % de l'affectation de quotas prévue pour leurs installations, des URE ou REC (crédits issus des activités de projet) pour s'acquitter de leur obligation de restitution de quotas. L'arrêté du 31 mai 2007 fixe la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émissions de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés pour la période 2008-2012.

Pour la période 2013-2020, les 27 plafonds nationaux au sein de l'Union européenne ont été supprimés au profit d'un plafond communautaire unique. Selon les dispositions de la directive ETS modifiée par la directive n° 2009/29 du 23 avril 2009, la Commission européenne devait déterminer avant fin 2010 la quantité totale de quotas à allouer pour la période et la répartition entre les Etats membres sur la base d'un certain nombre de principes. La décision (n°2010-4658) du 9 juillet 2010, ajustée par une décision publiée le 22 octobre 2010, a fixé la quantité totale de quotas pour l'ensemble de la Communauté à 2 039 152 882 quotas pour 2013. Ce volume diminuera de manière linéaire de 1,74 % par an annuellement à compter de 2013. Le principe sera à partir de cette période une mise aux enchères des quotas et non une allocation gratuite comme jusqu'à présent. La mise en œuvre de la mise aux enchères des quotas sera progressive, à l'exception du secteur électrique pour lequel l'allocation par enchères sera, sauf exceptions, de 100 % à compter de 2013. EDF devra, par conséquent, acheter l'intégralité des quotas. Un règlement européen n° 1031/2010 publié au JOUE en novembre 2010 est venu préciser le calendrier, la gestion et les autres aspects de la mise aux enchères des quotas de GES.

Dans le cadre du PNAQ 2, les besoins en quotas des nouveaux entrants au système d'échange avaient été sous-estimés et la réserve de quotas qui leur était destinée sous-dimensionnée. La loi de finances rectificative pour 2008 avait prévu, pour faire face à l'insuffisance de la réserve, une réduction de l'enveloppe des quotas d'émission destinés aux installations du secteur de la production d'électricité, affectés mais non encore délivrés au 31 décembre 2008, d'au maximum 10 % en 2009, 20 % en 2010, 35 % en 2011 et 60 % en 2012. La loi prévoit que les quotas ainsi dégagés pourront être vendus par l'Etat dans des conditions définies par décret en Conseil d'Etat. La répartition de la réduction sur les années 2009 à 2012 est fixée annuellement par décret, après avis de la commission d'examen du plan national d'affectation des quotas d'émission de gaz à effet de serre.

Le décret n°2009-231 du 26 février 2009 pris pour l'application de cette disposition a été abrogé par le décret n° 2009-1557 du 15 décembre 2009, cette mesure n'ayant pas reçu un avis favorable de la Commission européenne. L'abrogation de ce décret a rendu les dispositions de la loi de finances 2008 inapplicables.

Afin de régler le problème du sous-dimensionnement de la réserve, la loi de finances 2011 du 29 décembre 2010 a modifié les règles de délivrance des quotas de CO_2. Ces modifications, dont l'entrée en vigueur est envisagée pour le 30 juin 2011 au plus tard, consistent principalement (i) en l'introduction d'un nouvel article L.229-10 du Code de l'environnement qui pose le principe général selon lequel une partie des quotas, dans la limite de 10 %, sera délivrée à titre onéreux au cours de la 2ème période du système d'échange de quotas (SCEQE) soit 2008-2012 et (ii) à prévoir un décret d'application de ces dispositions, non encore publié, précisant la proportion de quotas qui sera délivrée à titre onéreux pour les années 2011 et 2012 par secteurs et sous-secteurs industriels selon leur exposition au risque de fuite de carbone (la proportion de quotas délivrés à titre onéreux à une installation pour une année devant être comprise entre 5 % et 15 %) et définissant la méthode de détermination du prix des quotas délivrés à titre onéreux (en fonction du prix moyen constaté des quotas sur le marché au comptant au cours des 12 mois précédant la date de délivrance de ces quotas).

La directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 (directive dite « Crédits d'émission ») modifiant la directive 2003/87 a été transposée en droit français aux articles L. 229-5 et suivants du Code de l'environnement par la loi n° 2005-1319 du 26 octobre 2005 et le décret n° 2006-622 du 29 mai 2006. Les crédits d'émission générés par les activités de projets éligibles aux mécanismes de projets prévus par les articles 6 et 12 du protocole de Kyoto, mise en œuvre conjointe (MOC) et mécanisme de développement propre (MDP) peuvent ainsi être utilisés dans le cadre du système européen d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre et servir, sous certaines conditions, à respecter les obligations de restitution de quotas incombant aux exploitants.

Le dispositif a été complété par décret et arrêté, datés du 29 mai 2006 ainsi que par un arrêté du 2 mars 2007 venant préciser les différentes étapes de la procédure nationale d'agrément de ces projets. Deux procédures d'agrément distinctes sont prévues selon qu'il s'agit de projets MDP ou de MOC réalisés en dehors du territoire national par des opérateurs français ou de projets MOC réalisés en France par des opérateurs étrangers ou français, projets dits domestiques.

Ainsi les exploitants concernés, dont EDF, pourront, sous certaines conditions, recourir aux crédits issus de ces projets pour respecter leurs obligations annuelles de restitution de quotas à hauteur des émissions de CO_2 de leurs installations. La quantité de quotas allouée à EDF pour la deuxième période ayant fortement diminué, l'entreprise devra faire plus largement appel à ces mécanismes pour couvrir ses émissions. L'utilisation de ces crédits à cette fin a toutefois été limitée (13,5 %, voir ci-dessus).

Un débat a lieu actuellement, la Commission européenne projetant une communication sur la restriction de certaines formes de crédits carbone issus du MDP au sein du système UE – ETS pour la phase post 2012.

Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif de certificats d'économies d'énergie, régi par la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique (LPOPE) et ses textes d'application et modifié par la loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010, fait peser des obligations d'économie 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 1ère période du 1er juillet 2006 au 30 juin 2009. La 2ème période s'étend du 1er janvier 2011 au 31 décembre 2013 et l'objectif affiché est de 345 TWhc. L'obligation d'EDF devrait se situer aux alentours de 140 TWhc (contre 29,8 TWhc pour la première période). Le montant définitif sera arrêté et notifié au plus tard le 31 mars 2014, après déclaration certifiée par l'entreprise, *via* un expert comptable ou un

Commissaire aux comptes, des quantités annuelles vendues sur la période. Sous peine de sanctions, les « obligés » doivent produire à l'issue de la période concernée, des certificats d'économies d'énergie correspondant au montant des économies d'énergie qu'ils ont l'obligation de réaliser, obtenus en contrepartie de la réalisation (directe ou indirecte) d'actions d'économies d'énergie, ou achetés aux autres acteurs économiques dits « éligibles » par le biais du registre national des certificats.

Le titre III de la loi Grenelle 2 consacré à l'énergie et au climat a réformé le dispositif relatif aux certificats d'économie d'énergie en élargissant notamment le champ des personnes obligées de sorte que la part relative d'EDF dans l'obligation nationale d'économie d'énergie devrait diminuer. Elle restreint aussi le champ des « personnes éligibles » à l'obtention de CEE.

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
Divers motifs, dont certaines catastrophes écologiques liées à des transports maritimes, ont conduit à l'adoption de 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. Si la plupart des infractions sont déjà réprimées en droit français, une innovation consiste en la répression d'actes « susceptibles » de nuire à l'environnement. Quant au niveau minimal des peines, la directive laisse à chaque état le soin de fixer « des sanctions pénales effectives, proportionnées et dissuasives ».

Réglementation en matière de santé, d'hygiène et de sécurité

Amiante
Le groupe EDF est en outre soumis aux textes législatifs et réglementaires relatifs à l'amiante. En France, la réglementation impose notamment la recherche de matériaux contenant de l'amiante dans les bâtiments, et le cas échéant, des mesures de surveillance ou des travaux de désamiantage. EDF est également soumis à des obligations réglementaires d'information et de protection des travailleurs susceptibles d'être exposés à l'inhalation de poussières d'amiante.

Légionelles
EDF exploite, notamment pour les besoins de ses activités de production d'électricité, des tours aéro-réfrigérantes désormais soumises à la réglementation sur les ICPE. EDF doit notamment réaliser une analyse méthodique des risques de prolifération de légionelles dans ses tours aéro-réfrigérantes et mettre en place un plan d'entretien préventif de nettoyage et de désinfection. EDF est par ailleurs obligé de procéder à des analyses mensuelles ou bimensuelles en fonction du type d'installation concernée. En l'absence de réglementation en la matière pour les tours aéro-réfrigérantes des Installations Nucléaires de Base, l'ASN a demandé en 2004 à EDF de ne pas dépasser, à titre provisoire et dans l'attente de l'adoption d'un arrêté spécifique, certaines concentrations en légionelles dans les bassins d'aéro-réfrigérants. En juin 2006, elle a également demandé que des mesures complémentaires soient mises en place pour renforcer le plan de surveillance existant et que des études de faisabilité approfondies soient réalisées pour chaque site afin de renforcer la prévention des légionelles dans les circuits.

Autres réglementations

Le réglement CE n° 1907/2006 concernant l'enregistrement, l'évaluation et l'autorisation des substances chimiques, dit règlement « REACH », entré en vigueur le 1er juin 2007, vise à assurer un niveau élevé de protection de la santé humaine et de l'environnement, y compris la promotion de méthodes alternatives pour l'évaluation des dangers liés aux substances, 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. Au cours de l'année 2010, EDF s'est conformé à son obligation d'enregistrer auprès de l'Agence européenne des produits chimiques les susbtances qu'il fabrique ou importe à plus de 1 000 tonnes par an. Il s'agit notamment des cendres et du gypse issus de la production thermique. S'agissant de la prochaine échéance d'enregistrement, en mai 2013, EDF se prépare dès à présent à enregistrer la monochloramine et l'hypochlorite de sodium.

Par ailleurs, une directive 98/8/CE du Parlement européen et du Conseil du 16 février 1998 concernant la mise sur le marché des produits biocides [1], transposée aux articles L. 522-1 et suivants du Code de l'environnement, met notamment en place un régime d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides sur le territoire européen. Elle a pour objectif principal d'assurer un niveau de protection élevé de l'homme, des animaux et de l'environnement en limitant la mise sur le marché aux seuls produits biocides efficaces présentant des risques acceptables et en encourageant la mise sur le marché de substances actives présentant de moins en moins de risque pour l'homme et l'environnement. EDF est concerné par ce texte en tant qu'utilisateur de produits biocides.

Un projet de règlement proposé en juin 2009 par la Commission européenne remplacera la directive 98/8/CE en vue, notamment, de simplifier la procédure actuelle d'autorisation de mise sur le marché des produits biocides. EDF est principalement concerné du fait de l'extension du champ d'application de ce futur réglement à la génération *in situ* de susbtances actives. L'entrée en vigueur de ce texte est prévue en 2013.

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

Plusieurs projets de réglementation aux niveaux communautaire et français, dont les principaux sont décrits ci-dessous, sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les activités du groupe EDF.

1. *La directive définit les produits 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 à les combattre de toute autre manière, par une action chimique ou biologique.*

6.5.4.5.1 Réglementation future au niveau communautaire

Environnement

À la suite du programme *Clean Air For Europe* (CAFE), lancé en 2001 par la Commission européenne pour améliorer la qualité de l'air en Europe, et de la stratégie thématique sur la pollution atmosphérique du 21 septembre 2005 (communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen) qui définit les objectifs en matière de pollution atmosphérique et propose des mesures pour les atteindre à l'horizon 2020, a été lancée la révision de la directive n° 2001/81 (NEC) fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques. La phase de consultation préalable étant finie, une proposition de directive modificative devait être publiée par la Commission au mois de février 2008 mais a été repoussée à une date indéterminée en raison notamment de la volonté de la Commission de prendre en compte le Paquet Énergie et les difficultés liées à la répartition entre les États membres. Cette proposition de directive proposerait notamment la mise en place d'un marché des émissions de SO_X et NO_X entre les États membres et le durcissement des plafonds nationaux d'émissions.

La proposition de directive sur les normes de qualité environnementale dans le domaine de l'eau et modifiant la directive n° 2000/60/CE établira des normes de qualité environnementale pour limiter la quantité de substances chimiques (appelées substances prioritaires) présentant un risque significatif pour l'environnement ou la santé dans les eaux de surface (cours d'eau, lacs, eaux côtières) de l'Union européenne. Elle demandera aux États membres de veiller au respect des normes. Cette obligation pourra donner lieu à des dispositions plus sévères concernant les rejets et émissions des installations d'EDF.

Ainsi que le préconisait le sixième programme d'action pour l'environnement, la Commission européenne a publié le 22 septembre 2006 une proposition de directive définissant un cadre pour la protection des sols qui a été adopté par le Parlement européen en première lecture le 14 novembre 2007. Le Conseil des Ministres européens de l'environnement réuni le 20 décembre 2007 n'a pas en revanche adopté ce texte, plusieurs États s'y opposant, au nombre desquels la France, au nom du principe de subsidiarité. Ce texte a pour objectif de définir les principes et actions, communs à tous les États membres, permettant de lutter activement contre la dégradation des sols et préserver leur capacité à remplir chacune de leurs fonctions écologiques, économiques, sociales et culturelles. Le texte pourrait être relancé à l'initiative de prochaines présidences de l'Union européenne.

Le projet de directive sur les émissions industrielles a été adopté par le Conseil des Ministres de l'Union européenne le 8 novembre 2010, après un accord politique sous présidence tchèque et un accord avec le Parlement en deuxième lecture. Le texte est désormais en attente de publication au JOUE. Cette directive révise et refond en un seul texte juridique plusieurs textes existants dont les directives IPPC, GIC, Incinération des déchets, COV, etc. Son chapitre 3 concerne tout particulièrement EDF puisqu'il règle les activités de production d'électricité par les centrales thermiques à flamme. Les niveaux d'exigence de ces centrales sont fonction du type d'installation et du combustible et entrent en vigueur à compter du 1er janvier 2016. Le délai de transposition de la directive après son entrée en vigueur est de deux ans. La Commission européenne a lancé une consultation publique, qui a pris fin au mois de septembre 2010, sur la révision de la directive relative à l'évaluation des incidences sur l'environnement de certains projets publics et privés. La directive 85/337/CE du 27 juin 1985 modifiée est l'outil juridique des études d'impact. Le texte prévoit la réalisation d'une évaluation de ces incidences, avant l'octroi d'une autorisation, des projets susceptibles d'avoir des incidences notables sur l'environnement. Les effets directs et indirects doivent être identifiés, évalués sur un certain nombre de facteurs. La directive distingue deux catégories de projets : les projets de son annexe I toujours soumis à évaluation environnementale et les projets figurant à l'annexe II qui peuvent être soumis au cas par cas à celle-ci. Les procédures d'autorisations des projets qu'EDF pourrait entreprendre risquent d'être alourdies par la révision de cette directive.

Le sixième programme qui fixe le programme de travail de la Commission européenne dans le domaine de l'environnement prend fin en 2012 (2002-2012) et les travaux de préparation du septième programme ont démarré. Quelques orientations se dégagent déjà. D'une durée plus courte (7 ans), le nombre de thèmes abordés devrait être plus limité mais chaque thème devrait être accompagné d'objectifs concrets et d'un calendrier précis (biodiversité, utilisation durable des ressources naturelles, empreinte environnementale, accès à la justice dans le domaine environnemental).

Nucléaire

L'anniversaire du traité Euratom a été l'occasion pour les institutions européennes de dresser le bilan de son application. Il en est ressorti que le Parlement souhaiterait que la codécision soit introduite dans le traité Euratom afin d'être obligatoirement associé au processus décisionnel. Néanmoins l'acquis communautaire en matière d'énergie nucléaire ainsi que sa modernité dans le contexte énergétique et climatique actuel ont été salués et les fondamentaux du traité ne devraient pas être modifiés prochainement.

Par ailleurs, un groupe de haut niveau sur la sûreté nucléaire et la gestion des déchets, composé de représentants des États membres et d'un représentant de la Commission, a été créé par le Conseil au cours du printemps 2007. Il est chargé d'identifier des approches harmonisées et de proposer des recommandations sur la sûreté des installations, la sûreté de la gestion des déchets et le financement de la déconstruction et de la gestion des déchets et du combustible usé. Ses travaux pourraient, à terme, susciter de nouveaux développements de la réglementation nucléaire communautaire.

La Commission souhaiterait harmoniser les régimes de responsabilité civile nucléaire et procède actuellement à une étude d'impact tenant compte des conventions internationales de Paris et de Vienne et envisageant l'élaboration d'un régime « communautaire ».

6.5.4.5.2 Réglementations futures en France

6.5.4.5.2.1 Le Paquet Énergie

Les directives 2009/72 et 2009/73, entrées en vigueur le 3 septembre 2009, devaient être transposées en droit interne au plus tard le 3 mars 2011. L'article 4 de la loi n°2011-12 du 5 janvier 2011 portant diverses dispositions d'adaptation de la législation au droit de l'Union européenne a autorisé le Gouvernement à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de 6 mois à compter de la date de promulgation de la loi, c'est-à-dire avant le 5 juillet 2011, les dispositions nécessaires pour transposer la directive 2009/72/CE et abrogeant la directive 2003/54/CE. Un projet de

texte a été soumis pour avis au Conseil supérieur de l'énergie (CSE) en mars 2011, puis transmis au Conseil d'État.

Les principales dispositions du 3e Paquet, et notamment celles de la directive 2009/72, s'articulent autour de plusieurs idées.

D'abord, l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport doit être mieux garantie. Pour satisfaire cette exigence, la directive laisse aux États membres le choix entre trois options pour dissocier les activités de production/fourniture des activités de gestion des réseaux :

- la dissociation patrimoniale pure et simple des gestionnaires de réseaux de transport (*Ownership Unbundling* ou « OU »), solution privilégiée par la Commission ;
- le gestionnaire de réseau indépendant (ISO [1]), option qui permet aux entreprises verticalement intégrées de conserver la propriété des actifs du réseau, mais exige que le réseau de transport lui-même soit géré et exploité par un gestionnaire de réseau indépendant ;
- le gestionnaire de transport indépendant (ITO [2]) préserve les entreprises verticalement intégrées mais leur impose le respect de certaines règles garantissant l'indépendance des activités de production/fourniture par rapport à celles de gestionnaire de réseau de transport, et notamment : (i) les règles garantissant l'indépendance du personnel et des dirigeants du gestionnaire de réseau sont renforcées avec un rôle accru de l'autorité de régulation ; (ii) l'ITO doit disposer d'un organe de surveillance chargé de prendre les décisions qui pourraient avoir des répercussions importantes sur la valeur des actifs des actionnaires du gestionnaire de réseau de transport (décisions relatives à l'approbation du plan financier annuel, niveau d'endettement…) ; cet organe ne peut pas prendre de décision en ce qui concerne les activités quotidiennes de gestionnaire de réseau ; et (iii) l'ITO doit désigner un « *compliance officer* » chargé du contrôle du programme d'engagements de l'ITO. Cette transposition est celle retenue par la France dans le cadre de la transposition en cours.

Par ailleurs, l'indépendance et les pouvoirs des régulateurs nationaux doivent être renforcés car ils constituent un élément clé du bon fonctionnement du marché de l'électricité et une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie est mise en place.

Le troisième Paquet Énergie établit par ailleurs des réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport dans les domaines de l'électricité (ENTSO-E) et du gaz (ENTSO-G) notamment dans le but d'assurer une évolution technique saine des réseaux européens de transport d'électricité et de gaz. Sur la base des plans nationaux de développement des réseaux, les ENTSO devront publier un plan de développement des réseaux sur 10 ans dans le but notamment d'identifier le manque d'investissements en matière de capacités transfrontalières.

6.5.4.5.2.2 Autres Réglementations futures en France

Le Groupe sera soumis à la directive n° 2004/40/CE du 29 avril 2004 concernant les prescriptions minimales de sécurité et de santé relatives à l'exposition des travailleurs aux risques dus aux agents physiques (champs électromagnétiques), dont la date limite de transposition a été reportée par la directive 2008/46/CE au 30 avril 2012. Cette directive introduit des prescriptions minimales en matière d'évaluation et de réduction des risques ainsi qu'en matière d'information et de formation des travailleurs. Ces prescriptions concerneront RTE EDF Transport et ERDF, compte tenu des champs électromagnétiques générés par les lignes ou les postes-sources à l'occasion de travaux sous tension ou non. Elles affecteront également la Direction Production-Ingénierie d'EDF qui emploie du personnel de maintenance électrique dans le voisinage des alternateurs situés en sortie de centrale de production.

La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique dans les utilisations finales et aux services énergétiques, qui fixe un objectif indicatif de réduction des consommations à réaliser au niveau des États membres et laisse une assez large place à la subsidiarité aurait dû être transposée en droit interne avant le 17 mai 2008. Outre l'effort particulier d'information des clients qu'elle fait peser sur les fournisseurs d'énergie (exigences en matière de facturation et comptage), le rôle des fournisseurs d'énergie est laissé à l'appréciation des États membres. À ce jour, cette directive n'a été que partiellement transposée en droit interne.

La loi Grenelle 2 du 12 juillet 2010 compte 257 articles répartis en plusieurs titres consacrés respectivement aux bâtiments et à l'urbanisme, aux transports, à l'énergie et au climat, à la biodiversité, aux risques, à la santé, aux déchets et à la gouvernance, et l'adoption d'environ 200 textes et décrets d'application sera nécessaire.

1. *Independent System Operator.*
2. *Independent Transmission Operator.*