



Dans le présent document de référence, les expressions « EDF Energies Nouvelles » ou la « Société » désignent la société EDF Energies Nouvelles SA. L'expression le « Groupe » désigne le groupe de sociétés constitué par la Société et l'ensemble de ses filiales.

Le présent document de référence contient des indications sur les objectifs du Groupe ainsi que des déclarations prospectives, notamment relatives à ses projets en cours. Ces indications sont parfois identifiées par l'utilisation du futur, du conditionnel et de termes tels que « croire », « s'attendre à », « pouvoir », « estimer », « avoir l'intention de », « envisager de », « anticiper », « devoir », ainsi que d'autres termes similaires. L'attention du lecteur est attirée sur le fait que la réalisation de ces objectifs et de ces déclarations prospectives dépend de circonstances ou de faits qui devraient se produire dans le futur. Ces déclarations prospectives et ces informations sur les objectifs peuvent être affectées par des risques connus et inconnus, des incertitudes et d'autres facteurs qui pourraient faire en sorte que les résultats futurs, les performances et les réalisations du Groupe soient significativement différents des objectifs formulés ou suggérés. Ces facteurs peuvent inclure les évolutions de la conjoncture économique et commerciale, de la réglementation, ainsi que les facteurs de risque exposés au Chapitre 4 du présent document de référence.

Les investisseurs sont invités à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au Chapitre 4 du présent document de référence avant de prendre une décision d'investissement. La réalisation de tout ou partie de ces risques est susceptible d'avoir un effet négatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

Le présent document de référence contient des chiffres et nombres ayant fait l'objet d'arrondis. En conséquence, les montants indiqués comme étant des totaux dans les tableaux et dans les diverses sections du présent document peuvent ne pas correspondre à la somme arithmétique de ces chiffres et nombres.

Le Groupe présente les capacités brutes et nettes de ses centrales électriques. La capacité brute correspond à la capacité totale d'une centrale électrique consolidée par le Groupe ; la capacité nette correspond à la part détenue en propre par le Groupe dans une centrale électrique consolidée. Sauf indication contraire, les capacités des centrales électriques indiquées dans le présent document de référence sont des capacités brutes.

Un glossaire définissant les principaux termes du présent document de référence figure à la fin de ce document.



Société anonyme au capital de 124 109 465,60 euros
Siège social : Cœur Défense – Tour B
100, Esplanade du Général de Gaulle – 92932 Paris la Défense Cedex
379 677 636 RCS Nanterre

Document de référence 2010



Le présent document de référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 7 avril 2011 conformément à l'article 212-13 de son Règlement général.

Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires

En application de l'article 28-1 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission Européenne, les informations suivantes sont incluses par référence dans le présent document de référence :

- ▶ les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2008 établis selon les normes comptables internationales IFRS, le rapport des commissaires aux comptes y afférent, ainsi que l'examen de la situation financière et des résultats d'EDF Energies Nouvelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2008 figurant dans le document de référence 2008 d'EDF Energies Nouvelles enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 17 avril 2009 sous le numéro R. 09-020 (le « Document de référence 2008 ») aux pages 132 à 188, 189 à 190 et 81 à 91 respectivement ; et
- ▶ les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 établis selon les normes comptables internationales IFRS, le rapport des commissaires aux comptes y afférent, ainsi que l'examen de la situation financière et des résultats d'EDF Energies Nouvelles pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 figurant dans le document de référence 2009 d'EDF Energies Nouvelles déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 29 mars 2010 sous le numéro D.10-0183 (le « Document de référence 2009 ») aux pages 145 à 213, 214 à 215 et 84 à 102 respectivement.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF Energies Nouvelles, 100, Esplanade du Général de Gaulle – 92932 Paris la Défense Cedex, ainsi que sur les sites Internet d'EDF Energies Nouvelles (www.edf-energies-nouvelles.com) et de l'Autorité des marchés financiers (www.amf-france.org).

1	Personnes responsables du document de référence	5			
1.1	RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	5			
1.2	ATTESTATION DES RESPONSABLES	5			
2	Contrôleurs légaux des comptes	6			
2.1	COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES	6			
2.2	COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS	6			
3	Informations financières sélectionnées	7			
4	Facteurs de risque	9			
4.1	RISQUES LIÉS À L'INDUSTRIE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, NOTAMMENT LES ÉNERGIES ÉOLIENNE ET SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	10			
4.2	RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE	14			
4.3	RISQUES LIÉS À LA SOCIÉTÉ	19			
4.4	RISQUES DE MARCHÉ	21			
4.5	RISQUES JURIDIQUES	25			
4.6	ASSURANCES ET COUVERTURE DES RISQUES	26			
5	Informations concernant l'émetteur	28			
5.1	HISTORIQUE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	28			
5.2	INVESTISSEMENTS	29			
6	Aperçu des activités	31			
6.1	PRÉSENTATION GÉNÉRALE	32			
6.2	LES ATOUTS DU GROUPE	34			
6.3	STRATÉGIE	36			
6.4	PRÉSENTATION DU MARCHÉ ET POSITION CONCURRENTIELLE	37			
6.5	DESCRIPTION DES PRINCIPALES ACTIVITÉS DU GROUPE	52			
6.6	FACTEURS DE DÉPENDANCE	72			
6.7	ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE	72			
6.8	POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE	75			
7	Organigramme	78			
8	Propriétés immobilières et équipements	80			
9	Examen de la situation financière et du résultat	83			
9.1	PRÉSENTATION GÉNÉRALE	84			
9.2	RÉSULTATS DES OPÉRATIONS	87			
9.3	STRUCTURE FINANCIÈRE	93			
9.4	TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL	93			
9.5	STRUCTURE DE L'ENDETTEMENT	94			
9.6	ENGAGEMENTS HORS BILAN	95			
9.7	INFORMATIONS FINANCIÈRES RELATIVES À EDF ENERGIES NOUVELLES SA	97			
9.8	DÉLAIS DE PAIEMENT	101			
10	Trésorerie et capitaux	102			
10.1	INFORMATION SUR LES CAPITAUX DU GROUPE	102			
10.2	FLUX DE TRÉSORERIE	102			
10.3	FINANCEMENT	102			
10.4	RESTRICTIONS À L'UTILISATION DES CAPITAUX	102			
10.5	SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS	103			
11	Recherche et développement, brevets et licences	104			
11.1	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	104			
11.2	MARQUES, BREVETS ET LICENCES	104			
12	Information sur les tendances	105			
12.1	ÉVOLUTIONS DEPUIS LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2010	105			
12.2	PERSPECTIVES D'AVENIR	105			
13	Prévisions ou estimations du bénéfice	106			
13.1	PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DE BÉNÉFICE DU GROUPE	106			
13.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES PRÉVISIONS DE BÉNÉFICE	107			
14	Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction générale	108			
14.1	COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DES ORGANES DE DIRECTION ET DE CONTRÔLE	108			
14.2	CONFLITS D'INTÉRÊTS AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE	115			
15	Rémunération et avantages	116			
15.1	RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES EN NATURE	116			
15.2	SOMMES PROVISIONNÉES PAR LA SOCIÉTÉ OU SES FILIALES AUX FINS DE VERSEMENT DE PENSIONS, DE RETRAITES OU D'AUTRES AVANTAGES AU PROFIT DES DIRIGEANTS	122			
16	Fonctionnement des organes d'administration et de direction	123			
16.1	MANDATS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	123			
16.2	INFORMATIONS SUR LES CONTRATS DE SERVICE LIANT DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION À LA SOCIÉTÉ	123			
16.3	COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	123			
16.4	GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	126			

17	Salariés	128
17.1	INFORMATIONS SOCIALES	128
17.2	OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET D'ACHAT D'ACTIONS	134
17.3	INTÉRESSEMENT DU PERSONNEL	134
17.4	COMITÉ D'ENTREPRISE – UES	135
17.5	PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ	135
18	Principaux actionnaires	136
18.1	PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	136
18.2	NÉGOCIATIONS SUR LE MARCHÉ EURONEXT PARIS	137
18.3	DROITS DE VOTE DES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	137
18.4	CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	137
18.5	ACCORDS POUVANT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE	141
19	Opérations avec des apparentés	142
19.1	OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS	142
19.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES POUR L'EXERCICE 2010	142
20	Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	148
20.1	COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2010 EN NORMES IFRS	149
20.2	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS EN NORMES IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2010	215
20.3	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	217
20.4	POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	217
20.5	PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE	218
20.6	CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	219
21	Informations complémentaires	220
21.1	RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL	220
21.2	ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS	223
22	Contrats importants	229
23	Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt	231
24	Documents accessibles au public	232
25	Informations sur les participations	233

Glossaire	234
------------------	------------

Annexe 1	
Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne	236

1.	GOVERNEMENT D'ENTREPRISE	236
2.	LE CONTRÔLE INTERNE D'EDF ENERGIES NOUVELLES	241
3.	DYNAMIQUE D'ÉVOLUTION	253

Annexe 2	
Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration de la société EDF Energies Nouvelles SA, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2010	254

Annexe 3	
Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société	256

Annexe 4	
Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA	265

1	BILAN	265
2	COMPTE DE RÉSULTAT	267
3	TABLEAU DE FINANCEMENT	268
4	FAITS CARACTÉRISTIQUES DE L'EXERCICE	268
5	RÈGLES ET MÉTHODES COMPTABLES	270
6	NOTES SUR LE BILAN ACTIF	273
7	NOTES SUR LE BILAN PASSIF	277
8	NOTES SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT	280
9	AUTRES INFORMATIONS	285
10	TABLEAU DES FILIALES ET DES PARTICIPATIONS	288

Tables de concordance	290
------------------------------	------------

1 Personnes responsables du document de référence

1.1 Responsables du document de référence

Monsieur Pâris Mouratoglou

Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles

Monsieur David Corchia

Directeur général d'EDF Energies Nouvelles

1.2 Attestation des responsables

Nous attestons, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent document de référence sont, à notre connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

Nous attestons, à notre connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et le rapport de gestion contenu dans le présent document de référence présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

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

Les informations financières historiques présentées dans le présent document de référence ont fait l'objet de rapports des contrôleurs légaux, figurant à la section 20.1 et inclus par référence au Chapitre 20 dudit document.

Le rapport relatif aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 contient l'observation suivante :

« Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 3.4 aux états financiers consolidés qui expose un changement de méthode concernant le mode de consolidation des sociétés en partenariat aux États-Unis ».

Le rapport relatif aux comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 contient l'observation suivante :

« Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 3.3 aux états financiers qui expose le changement de présentation induit pas le reclassement de certains passifs financiers au 31 décembre 2010. »

LE PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION
Pâris Mouratoglou

LE DIRECTEUR GÉNÉRAL
David Corchia

2

Contrôleurs légaux des comptes

2.1 Commissaires aux comptes titulaires

Alain Martin et Associés,

membre de la compagnie des commissaires aux comptes de Paris
101, rue de Prony
75017 Paris

Représenté par M. Alain Martin

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 27 juin 1996 et renouvelé la dernière fois par décision de l'assemblée générale ordinaire du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

KPMG Audit

Département de KPMG SA, membre de la compagnie des commissaires aux comptes de Versailles

1, cours Valmy
92923 Paris La Défense Cedex

Représenté par Mme Catherine Porta

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 30 août 2005 et renouvelé par décision de l'assemblée générale ordinaire du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

2.2 Commissaires aux comptes suppléants

Monsieur Patrick Viguié

23, rue Cronstadt
75015 Paris

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 27 juin 1996 et renouvelé la dernière fois par décision de l'assemblée générale ordinaire du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

M. Denis Marangé

1, cours Valmy
92923 Paris La Défense Cedex

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 28 mai 2008, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013.

3

Informations financières sélectionnées

Les tableaux ci-dessous présentent des extraits des bilans, des comptes de résultat et des tableaux de flux de trésorerie consolidés du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2008, 2009 et 2010 selon les normes IFRS.

Les informations relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2008 sont présentées telles que retraitées du changement de mode de consolidation des parcs éoliens américains intervenu en 2009 (voir la note 3.4 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au paragraphe 20.1 du document de référence 2009).

► COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre		
	2008 (retraité)	2009	2010
Chiffre d'affaires	1 015,4	1 173,1	1 573,3
Résultat opérationnel	165,5	230,1	287,4
Résultat net part du Groupe	70,6	97,9	106,1

► BILAN CONSOLIDÉ RÉSUMÉ

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre		
	2008 (retraité)	2009	2010
Actifs non-courants	2 817,5	4 119	5 305,0
Actifs courants	1 695,6	2 006,1	1 881,4
TOTAL DE L'ACTIF	4 513,1	6 125,1	7 186,4
Capitaux propres	1 474,1	1 572,5	1 606,4
Provisions non courantes	14,8	20,0	65,9
Passifs non courants ⁽¹⁾	1 322,5	2 673,4	4 313,2
Passifs courants ⁽¹⁾	1 701,7	1 859,3	1 230,9
TOTAL DU PASSIF	4 513,1	6 125,1	7 186,4

(1) L'évolution des passifs non courants et passifs courants entre 2009 et 2010 inclut un reclassement de 605 millions d'euros des passifs courants vers les passifs non courants (voir note 21.1 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010).

► FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS

(en millions d'euros)	Exercice clos le 31 décembre		
	2008 (retraité)	2009	2010
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	(13,1)	107,3	594,9
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(1 008,0)	(1 291,1)	(1 086,7)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	1 182,6	1 166,4	387,3
Total incidences *	(5,8)	3,0	9,0
Variation de trésorerie	155,7	(14,4)	(95,5)

* Cette ligne regroupe les incidences des effets de change, des changements de présentation et des actifs destinés à être cédés.

► CHIFFRE D’AFFAIRES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

<i>(en millions d’euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre		
	2008 (retraité)	2009	2010
Europe	517,5	739,5	1 034,7
Amériques	497,9	433,5	538,6
TOTAL	1 015,4	1 173,1	1 573,3

► CHIFFRE D’AFFAIRES PAR ACTIVITÉ

<i>(en millions d’euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre		
	2008 (retraité)	2009	2010
Production	237,3	362,1	461,1
Exploitation/maintenance	24,0	34,2	54,8
Développement – vente d’actifs structurés (DVAS)	569,1	497,6	714,3
Énergies réparties	185,1	279,2	343,1
TOTAL	1 015,4	1 173,1	1 573,3

4 Facteurs de risque

4.1	Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment les énergies éolienne et solaire photovoltaïque	10
4.1.1	Risques liés aux conditions climatiques	10
4.1.2	Risques liés aux politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables	10
4.1.3	Risques liés à l'acceptation par le public des projets éoliens et solaires photovoltaïques	11
4.1.4	Risques liés à la réglementation et à son évolution	11
4.1.5	Risques liés à la fiscalité et à son évolution	12
4.1.6	Risques liés à l'obtention des autorisations d'exploiter et des permis de construire	12
4.1.7	Risques liés à la disponibilité de sites d'implantation	12
4.1.8	Risques liés aux évolutions technologiques	13
4.1.9	Risques liés à l'évolution des prix de vente de l'électricité	13
4.1.10	Risques liés à la rentabilité des sites de production	13
4.1.11	Risques liés au coût de l'électricité issue des énergies renouvelables comparé au coût de l'électricité issue des autres sources d'énergie	14
4.2	Risques liés aux activités du Groupe	14
4.2.1	Risques liés à la dépendance vis-à-vis des fournisseurs et à la disponibilité des équipements et des matières premières	14
4.2.2	Risques liés à la fluctuation des revenus	15
4.2.3	Risques liés au raccordement aux réseaux de transport et de distribution d'électricité	15
4.2.4	Risques liés aux engagements et promesses d'achat ou de vente	15
4.2.5	Risques liés à l'activité de construction et à la mise en service de centrales électriques	16
4.2.6	Risques liés aux obligations de démantèlement des installations et des turbines en fin de contrat	16
4.2.7	Risques liés aux partenariats	16
4.2.8	Risques liés à la structure de projets conduits aux États-Unis dans le cadre de la <i>Production Tax Credit</i> et de l' <i>Investment Tax Credit</i>	17
4.2.9	Risques liés à la concurrence d'autres producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables	17
4.2.10	Risques liés aux assurances	17
4.2.11	Risques relatifs au non-paiement des clients et à la mise en œuvre de certaines stipulations contractuelles	18
4.2.12	Risques liés à la dépendance vis-à-vis des clients importants	18
4.2.13	Risques liés aux atteintes à l'environnement naturel et humain des sites exploités par le Groupe	18
4.2.14	Risques liés à l'effet des acquisitions ou investissements	19
4.3	Risques liés à la Société	19
4.3.1	Risques liés à la dépendance à l'égard des dirigeants et des collaborateurs-clés	19
4.3.2	Risques liés à l'actionnariat du Groupe	20
4.3.3	Risque lié à l'image du Groupe	20
4.3.4	Risque lié à l'éthique	20
4.4	Risques de marché	21
4.4.1	Risque de taux d'intérêt	21
4.4.2	Risques de change	22
4.4.3	Risque de liquidité/risque lié à l'accès au financement	23
4.5	Risques juridiques	25
4.6	Assurances et couverture des risques	26
4.6.1	Politique de couverture des risques	26
4.6.2	Assurances	26

4.1 Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment les énergies éolienne et solaire photovoltaïque

4.1.1 RISQUES LIÉS AUX CONDITIONS CLIMATIQUES

Le Groupe exerce son activité dans la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, principalement à partir de l'énergie éolienne, qui a représenté 76,1 % des ventes d'électricité du Groupe en 2010 contre 82,4 % en 2009. Cette énergie dépend étroitement des conditions climatiques, et notamment des conditions de vent. En particulier, la rentabilité d'un parc éolien dépend à la fois des conditions de vent constatées sur le parc, qui sont nécessairement aléatoires, et de la conformité de ces conditions aux hypothèses retenues dans la phase de développement du projet.

Le Groupe ne peut garantir que les conditions climatiques, notamment de vent, constatées sur ses parcs seront conformes aux hypothèses retenues dans le cadre du développement de ses projets. Néanmoins, préalablement à la construction de tout parc éolien, une campagne de mesure de vent est effectuée, notamment par la mise en place de mâts de mesure de vent sur le site d'implantation. Pour la plupart des projets d'investissement,

un cabinet d'études indépendant établit également un rapport sur le niveau de vent probable du site qui constitue le socle des hypothèses retenues par le Groupe.

Une baisse durable des conditions de vent sur l'ensemble des sites d'implantation des centrales éoliennes du Groupe, dont la probabilité d'occurrence est réduite par la diversité géographique de l'implantation des sites du Groupe, une évolution défavorable des conditions d'hydraulicité sur ses centrales hydroélectriques ou de luminosité sur ses centrales photovoltaïques, ou la survenance de catastrophes naturelles résultant de conditions climatiques exceptionnelles pourraient entraîner une réduction du volume d'électricité produit par le Groupe. De tels événements pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe, ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.2 RISQUES LIÉS AUX POLITIQUES NATIONALES ET INTERNATIONALES DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergie. En particulier, l'Union Européenne, ses principaux pays membres, et les États-Unis, principaux marchés du Groupe, pratiquent depuis plusieurs années une politique de soutien actif aux énergies renouvelables, par le biais notamment d'obligations d'achat ou de quotas obligatoires d'énergie renouvelable imposés aux producteurs et/ou aux distributeurs historiques (comme EDF en France ou les grandes *utilities* aux États-Unis), de tarifs d'achat de l'électricité favorables, de mesures fiscales incitatives (comme aux États-Unis avec la *Production Tax Credit*, système de crédits d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite et vendue dans le respect des conditions d'attribution, ou l'*Investment Tax Credit*, système de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie solaire ou éolienne) ou encore des systèmes de certificats verts ou des *Renewable Obligation Certificates* pouvant être cédés sur un marché organisé ou de gré à gré.

Bien que cette politique de soutien aux énergies renouvelables ait été constante au cours des dernières années et que l'Union Européenne et le gouvernement américain rappellent régulièrement leur souhait de poursuivre et de renforcer cette politique, le Groupe

ne peut garantir qu'elle se poursuivra, et notamment que l'électricité produite par ses futurs sites de production bénéficiera d'une obligation légale d'achat par les producteurs et/ou distributeurs historiques, de tarifs d'achat de l'électricité favorables, de mesures fiscales incitatives ou d'autres mesures de soutien à la production d'électricité à partir des énergies renouvelables, ou que ces dispositifs ne seront pas réduits à l'avenir. Ainsi, en France, la réglementation en matière solaire a fait l'objet de modifications successives et le décret du 9 décembre 2010 a instauré une suspension de 3 mois de l'obligation d'achat par EDF de l'électricité solaire photovoltaïque, préalable à une révision à la baisse des tarifs correspondants décidée par l'arrêt du 4 mars 2011 (voir le paragraphe 6.5.2(a) – France du présent document de référence).

Si les instances internationales (notamment l'Union Européenne) et les gouvernements nationaux abandonnaient ou diminuaient leur soutien au développement des énergies renouvelables, en considération par exemple du coût des mesures de soutien ou pour ne pas nuire au marché des autres sources d'énergie, cela pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.3 RISQUES LIÉS A L'ACCEPTATION PAR LE PUBLIC DES PROJETS ÉOLIENS ET SOLAIRES PHOTOVOLTAÏQUES

L'énergie éolienne est actuellement la principale source de revenus du Groupe. Certaines personnes, associations ou autres groupements de personnes s'opposent à l'implantation de projets éoliens en invoquant une dégradation du paysage, des désagréments sonores, les dommages subis par les volatiles ou plus généralement une atteinte à leur environnement.

Bien que le développement d'un projet éolien nécessite généralement que soit réalisée une étude d'impact sur l'environnement et l'organisation d'une enquête publique préalablement à l'obtention des permis de construire, aucune garantie ne peut être donnée par le Groupe qu'un parc éolien en cours de développement ou en exploitation recueille un avis favorable ou soit accepté par les populations concernées. En outre, même s'il existe déjà diverses réglementations qui visent à limiter les lieux d'implantation de parcs éoliens, notamment à proximité des habitations, l'opposition des populations locales pourrait conduire à l'adoption de nouvelles réglementations plus restrictives.

La mobilisation d'une partie de la population contre l'implantation d'un parc éolien peut rendre plus difficile l'obtention de permis de construire (notamment en France et en Grèce). En France, par

exemple, certaines associations se mobilisent contre ce type de projets, notamment en exerçant des recours contre les décisions délivrant les permis de construire ; ces recours peuvent donner lieu à l'annulation du permis, voire, dans certains cas, au démantèlement du parc. Bien que ces procédures n'aboutissent que rarement, près de la moitié des permis de construire obtenus par le Groupe en France font l'objet d'un recours administratif.

Pour les projets solaires photovoltaïques, le Groupe ne rencontre pas actuellement de difficultés majeures dans leur acceptation par le public. Néanmoins, il ne peut garantir que cette situation perdurera à l'avenir, bien qu'il privilégie les implantations sur des terrains à faible valeur agricole, veille à limiter l'impact visuel de ses centrales sur le paysage et organise généralement des réunions publiques afin d'informer les riverains des futures implantations.

Une moindre acceptation par les populations locales de l'implantation de parcs éoliens ou de centrales solaires photovoltaïques, une progression du nombre de recours ou une évolution défavorable de leur issue pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.4 RISQUES LIÉS A LA RÉGLEMENTATION ET À SON ÉVOLUTION

Le Groupe exerce son activité dans un environnement fortement réglementé. Le Groupe, ainsi que chacun de ses sites de production (parcs éoliens, usines hydroélectriques, centrales photovoltaïques, centrales thermiques ou de cogénération, usine biomasse), doivent se conformer à de nombreuses dispositions législatives et réglementaires, qui diffèrent selon le pays d'implantation du Groupe. En particulier, le Groupe et ses sites de production sont soumis à des réglementations internationales, nationales et locales strictes relatives à la construction de centrales (acquisition des terrains, obtention de permis de construire et autres autorisations) et à leur exploitation, notamment en matière de protection de l'environnement (réglementation paysagère, réglementation du bruit). Si le Groupe ou ses sites de production ne parvenaient pas à se conformer à l'avenir à ces dispositions, ils pourraient faire face à des retraits d'autorisations d'exploiter ou de raccordement aux réseaux locaux de transport et de distribution, ou encore être condamnés au paiement d'amendes.

La réglementation applicable aux activités de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables varie d'un pays à l'autre et est susceptible d'évolutions futures qui pourraient

être tant favorables que défavorables au Groupe. Un renforcement de la réglementation ou de sa mise en œuvre pourrait entraîner de nouvelles conditions d'exercice des activités du Groupe susceptibles d'augmenter ses dépenses d'investissement (liées par exemple à l'adaptation de ses centrales), ou ses charges d'exploitation (notamment par la mise en place de procédures ou de contrôles et de surveillance supplémentaires), ou encore constituer un frein au développement du Groupe.

De manière plus générale, le Groupe ne peut garantir que des modifications rapides et/ou importantes de la réglementation en vigueur n'interviendront pas à l'avenir, que ce soit à l'initiative des autorités compétentes, ou par suite d'une action intentée par un tiers tendant à invalider la réglementation en vigueur, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4

Facteurs de risque

Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment les énergies éolienne et solaire photovoltaïque

4.1.5 RISQUES LIÉS A LA FISCALITÉ ET A SON ÉVOLUTION

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable fait l'objet de diverses mesures d'aide ou d'incitation fiscale dans les pays dans lesquels le Groupe exerce son activité. Ainsi, à titre d'exemple, le Groupe bénéficie aux États-Unis du système fédéral des *Production Tax Credit* (système de crédit d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite) et des *Investment Tax Credit* (système de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie solaire et éolienne). En outre, la plupart des pays offrent des mécanismes d'amortissement fiscal

accélééré d'une part importante des investissements réalisés dans le cadre d'un projet utilisant des énergies renouvelables. Ces mesures d'aide ou d'incitation fiscale jouent un rôle important dans la rentabilité des projets développés par le Groupe.

Aucune assurance ne peut être donnée sur le fait que ces dispositifs seront maintenus à l'avenir, ou qu'ils ne seront pas modifiés, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.6 RISQUES LIÉS A L'OBTENTION DES AUTORISATIONS D'EXPLOITER ET DES PERMIS DE CONSTRUIRE

La construction d'une centrale électrique nécessite notamment l'obtention d'autorisations d'exploiter et de permis de construire. Ces formalités doivent être réalisées auprès de diverses autorités nationales et locales ; la multiplicité des administrations compétentes peut rendre longue et complexe l'obtention des autorisations et des permis correspondants. Le Groupe ne peut garantir que les autorisations d'exploiter et les permis de construire seront obtenus pour les sites de production qui sont actuellement en cours de développement.

Les procédures d'obtention des autorisations d'exploiter et des permis de construire diffèrent d'un pays à l'autre. Historiquement, en France, où le plus grand nombre d'autorisations et de permis sont nécessaires à l'exploitation d'une centrale, environ la moitié des mégawatts construits par le Groupe ont fait l'objet de recours. En 2009, aucun permis de construire relatif à des parcs éoliens

n'a été annulé par les tribunaux ; en revanche, en 2010, un permis de construire pour un parc éolien d'une capacité de 5,1 MW a été annulé.

En outre, pour les sites de production existants, bien que le Groupe porte une grande attention à leurs conditions d'exploitation, le renouvellement ou le maintien des autorisations nécessaires pour leur exploitation pourrait être remis en cause, notamment si le Groupe ne se conformait pas aux dispositions de ces autorisations.

Le défaut d'obtention de permis de construire ou d'autorisations d'exploiter pour les sites en cours de développement, ou l'absence de renouvellement ou de maintien de tels permis et autorisations obtenus par le Groupe pour ses sites existants pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.7 RISQUES LIÉS A LA DISPONIBILITÉ DE SITES D'IMPLANTATION

L'implantation des centrales électriques du Groupe doit prendre en compte diverses contraintes, notamment les contraintes topographiques, les servitudes diverses (notamment les servitudes de passage), les capacités de raccordement au réseau électrique local ou encore les contraintes environnementales diverses liées notamment à la proximité d'habitations ou de sites sensibles ou protégés en application de dispositions légales et réglementaires locales. De plus, l'implantation de parcs éoliens et de centrales photovoltaïques ne peut être effectuée que dans les régions bénéficiant de conditions climatiques favorables. De ce fait, le nombre de sites disponibles pour ces implantations est nécessairement limité.

En outre, dans le cas particulier des éoliennes, la croissance du parc éolien installé tend à restreindre corrélativement le nombre de sites d'implantation disponibles et l'augmentation du nombre d'acteurs présents sur le marché de l'éolien renforce la concurrence autour de ces sites disponibles.

Si les contraintes d'implantation devaient se renforcer et/ou si le Groupe n'était pas en mesure de trouver les sites disponibles nécessaires pour le développement de son parc de centrales électriques, cela pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière et ses résultats ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.8 RISQUES LIÉS AUX ÉVOLUTIONS TECHNOLOGIQUES

Le marché des énergies renouvelables, notamment le marché de l'éolien et du solaire, est un marché sur lequel la technologie évolue rapidement. Les techniques de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables ne cessent de s'améliorer ; parallèlement, elles peuvent se complexifier, comme par exemple en matière d'éolien *onshore*, pour l'implantation dans des zones géographiques au relief difficile, et en matière d'éolien *offshore*, pour la maintenance des parcs. Dans le secteur du solaire photovoltaïque, le développement de nouvelles filières de production, la recherche d'alternatives aux « technologies silicium » (notamment les technologies à base de couches minces) et les objectifs de réduction des coûts de production constituent des défis pour les acteurs du secteur ; à ce titre, le Groupe ne peut garantir

que les panneaux utilisant ces dernières technologies auront le rendement et la durée de vie escomptés ou que les producteurs de panneaux auxquels le Groupe est associé seront performants et compétitifs par rapport aux autres producteurs du marché.

Afin de maintenir et d'accroître son niveau d'activité, le Groupe doit être capable de suivre et de s'adapter à ces progrès technologiques. Dans cette perspective, l'activité de Recherche et Développement est un facteur clé de réussite. La difficulté ou l'impossibilité pour le Groupe de faire face aux évolutions technologiques du secteur, actuelles et futures, ou à obtenir les financements nécessaires en recherche et développement pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.9 RISQUES LIÉS A L'ÉVOLUTION DES PRIX DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ

Les revenus du Groupe générés par les ventes d'électricité produite par ses centrales dépendent notamment du niveau des prix de vente de cette électricité. Selon les pays, les prix de vente peuvent être fixés par les autorités de régulation (en totalité ou en partie) sous forme de tarifs ou résulter de prix de marché. Lorsqu'ils sont fixés sous forme de tarifs, ils donnent généralement lieu à la conclusion d'un contrat long terme. La fixation des tarifs peut donner lieu à des recours administratifs ou contentieux susceptibles de retarder leur application, voire de les annuler. En France, par exemple, à la suite de la requête de plusieurs associations, l'arrêté tarifaire éolien de 2006 a été annulé par le Conseil d'État en août 2008, contraignant les autorités à prendre un nouvel arrêté en novembre 2008. Par ailleurs, en décembre 2010, un décret a suspendu pour une période de trois mois l'obligation d'achat par EDF de l'électricité solaire photovoltaïque, préalable à une révision à la baisse des tarifs correspondants décidée par l'arrêté du 4 mars 2011 (voir le paragraphe 6.5.2(a)-France du présent document de référence).

Les autorités publiques et le régulateur pourraient décider de modifier les tarifs, à qualité de service équivalente afin, par exemple, de limiter la charge pesant sur l'acheteur de l'électricité

ou sur la collectivité. De telles décisions pourraient affecter certains des sites actuels de production du Groupe (hors ceux bénéficiant d'un cadre réglementaire prévoyant la mise en place de contrats long terme de vente d'électricité) ainsi que la réalisation de certains de ses projets en cours de développement.

Certains projets dépendent des prix de marché de vente d'électricité et/ou des certificats verts, dont la diminution pourrait affecter la situation financière du Groupe, ainsi que certains de ses projets en cours de développement en en modifiant les paramètres financiers.

Même si les tarifs réglementés et les prix de marché peuvent évoluer de manière favorable pour le Groupe et si, pour ses centrales électriques en exploitation, le Groupe bénéficie d'un cadre contractuel, notamment tarifaire, fixé à long terme dans la plupart des pays où il intervient, celui-ci ne peut garantir que les tarifs réglementés et les prix de marché seront toujours fixés à un niveau qui lui permette d'améliorer ou de conserver ses marges de rentabilité et ses taux de retour sur investissements. Ceci pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.10 RISQUES LIÉS A LA RENTABILITÉ DES SITES DE PRODUCTION

Le modèle économique des sites de production, en particulier des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques, est fondé sur un plan de financement de longue durée (de 15 à 20 ans en moyenne) qui présente une grande sensibilité aux revenus générés, qui sont susceptibles de fluctuer notamment en fonction des conditions climatiques, de la demande d'électricité (selon la nature des contrats d'achat d'électricité – pour la plupart conclus à long terme – et des structures réglementaires locales), du niveau de tarifs (sous réserve de dispositions contractuelles particulières) ou encore des incitations fiscales, subventions ou aides octroyées par certaines autorités.

Bien que le Groupe porte une grande attention à chacun de ces éléments et s'efforce de couvrir contractuellement les risques correspondants, aucune garantie ne peut être donnée par le

Groupe quant à la fiabilité des installations, la solvabilité des clients, l'évolution du coût d'exploitation et de maintenance ou de l'évolution des charges d'emprunt et des taux d'intérêts, l'arrêt temporaire ou définitif du fonctionnement des sites de production ou tout événement qui aurait pour conséquence la diminution de la rentabilité des sites de production.

La survenance d'un tel événement aurait des conséquences sur la capacité du Groupe à faire face aux échéances des plans de financement de ses sites de production et pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.1.11 RISQUES LIÉS AU COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES COMPARÉ AU COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ ISSUE DES AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE

La demande de centrales produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables, et notamment d'énergie éolienne, dépend, entre autres, du coût de l'électricité produite à partir de ce type d'énergie comparé à celui de l'électricité produite à partir d'autres sources d'énergie. Le coût de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, et notamment de l'énergie éolienne et solaire photovoltaïque, varie principalement en fonction du coût de construction, de financement et de maintenance sur le site de production concerné ainsi que des conditions climatiques. Les conditions d'accès à un approvisionnement en pétrole, charbon, gaz et autres énergies fossiles ainsi qu'en uranium sont des facteurs clés qui déterminent l'intérêt du recours aux autres énergies plutôt qu'aux énergies renouvelables. Cependant, les perspectives de développement des énergies renouvelables ne sont pas exclusivement liées à leur compétitivité économique par rapport aux autres sources d'énergie.

Les principales sources d'énergies concurrentes des énergies renouvelables sont le pétrole, le charbon, le gaz et l'énergie nucléaire. Au cours des dernières années, la compétitivité en termes de prix de l'électricité issue des énergies renouvelables a été favorisée par les niveaux record de prix atteints pour les énergies

fossiles, en particulier le pétrole et le gaz. Le Groupe ne peut néanmoins garantir que cette amélioration de la compétitivité du prix de l'électricité issue des énergies renouvelables se poursuivra à l'avenir. En outre, la hausse du prix des énergies fossiles favorise également l'énergie nucléaire, qui, par ailleurs, ne produit pas de dioxyde de carbone et qui ne dépend pas des conditions climatiques. Certains pays, qui avaient ainsi décidé de mettre fin à leur programme nucléaire pour des raisons environnementales, semblent aujourd'hui remettre en cause leurs décisions.

Une dégradation de la compétitivité de l'électricité issue des énergies renouvelables en termes de prix de production (notamment en cas de renchérissement du prix des turbines ou de ralentissement ou d'arrêt de la diminution du prix des panneaux solaires) ou la mise en œuvre de progrès technologiques concernant d'autres sources d'énergie, la découverte de nouveaux gisements importants de pétrole, gaz ou charbon ou encore une diminution des prix du pétrole, du gaz et du charbon, pourrait néanmoins provoquer un ralentissement, voire une diminution, de la demande d'énergie renouvelable, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2 Risques liés aux activités du Groupe

4.2.1 RISQUES LIÉS A LA DÉPENDANCE VIS-À-VIS DES FOURNISSEURS ET À LA DISPONIBILITÉ DES ÉQUIPEMENTS ET DES MATIÈRES PREMIÈRES

Le Groupe exerce une activité de Construction et d'Exploitation-Maintenance de centrales électriques. Cette activité nécessite la livraison et le montage de nombreux équipements techniques, tels que des panneaux photovoltaïques, des turbines ou des mâts pour les éoliennes, que seul un nombre limité de fournisseurs peut livrer au Groupe.

Dans le cadre de ce métier très capitalistique, les achats réalisés auprès des fournisseurs d'immobilisations du Groupe sont beaucoup plus importants que ceux réalisés auprès des fournisseurs d'exploitation. En 2010, les investissements de la Société ont été représentés pour moitié par des achats de panneaux photovoltaïques et pour l'autre moitié, par des achats de turbines. Ces investissements sont principalement réalisés auprès de fournisseurs, assurant également la maintenance à long terme de ces équipements. Au cours de l'exercice 2010, les achats auprès des dix premiers fournisseurs d'immobilisations et d'exploitation se sont élevés à plus de 710 millions d'euros pour l'ensemble du Groupe, les cinq premiers (les fournisseurs de panneaux

photovoltaïques, de turbines et constructeurs de parcs éoliens) représentant 78 % de ce montant, et le premier, un fournisseur de panneaux photovoltaïques, en représentant 34 %.

Bien qu'à ce jour l'offre couvre largement la demande avec un marché marqué actuellement par une offre en surcapacité, le Groupe ne peut garantir que certains fournisseurs ne rencontreront pas à l'avenir des difficultés à répondre aux demandes du Groupe ou ne privilégieront pas certains autres acteurs du marché, y compris des concurrents directs du Groupe.

Par ailleurs, dans le cadre particulier de ses activités dans la filière biomasse et du développement de ses activités biocarburant, aucune assurance ne peut être donnée quant à la disponibilité continue et suffisante de ses approvisionnements en matières premières (résidus agricoles, produits agricoles ou autres).

Toute augmentation des prix, tout retard des principaux fournisseurs du Groupe dans l'exécution de leurs engagements et toute incapacité à faire face à leurs engagements (notamment les garanties de fonctionnement octroyées et les obligations

d'exploitation-maintenance), toute impossibilité de commander les composants et équipements nécessaires à la construction des centrales électriques, notamment des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques, ou la non-conformité de ces composants et

équipements aux attentes du Groupe pourrait nuire au calendrier de réalisation et à la rentabilité économique de ses projets, et ainsi avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière ou ses résultats ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.2 RISQUES LIÉS A LA FLUCTUATION DES REVENUS

Dans la plupart des pays où le Groupe est présent, son chiffre d'affaires fluctue d'un exercice à un autre notamment en fonction des parcs éoliens et autres centrales électriques mis en service ou vendus dans le cadre de ses activités de Développement-Vente d'Actifs Structurés. En particulier, aux États-Unis, le chiffre d'affaires du Groupe peut fluctuer significativement d'une année sur l'autre, en fonction des dates de renouvellement des mesures d'incitation fiscale au développement des énergies renouvelables (*Production Tax Credit, Investment Tax Credit*). Le Groupe a réalisé en 2010 un chiffre d'affaires de 538,6 millions d'euros dans la zone Amériques, contre 433,6 millions d'euros en 2009 et 497,9 millions en 2008.

Le chiffre d'affaires et le résultat du Groupe peuvent donc varier significativement d'un exercice à l'autre. Par conséquent, la comparaison par exercice ou par période des revenus du Groupe pourrait ne pas refléter l'évolution de ses activités à plus long terme et pourrait s'avérer ne pas être un indicateur pertinent de ses résultats futurs. Aucune garantie ne peut être donnée sur l'adéquation entre les prévisions et les attentes des investisseurs, et les résultats futurs du Groupe. En outre, certaines de ses charges d'exploitation, par exemple le coût du gaz pour les centrales de cogénération, et, plus généralement, les coûts liés à la recherche-développement, ne peuvent être ajustés en fonction du niveau de résultat généré par ses sites de production.

4.2.3 RISQUES LIÉS AU RACCORDEMENT AUX RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

L'implantation d'une centrale électrique nécessite un raccordement au réseau national de transport ou de distribution d'électricité pour acheminer et livrer l'électricité produite. En France, les centrales du Groupe sont ainsi raccordées aux réseaux de distribution d'ERDF ou du Réseau de Transport d'Électricité (RTE). La possibilité ou non d'implanter un site de production à un endroit déterminé dépend donc étroitement des facultés de raccordement aux réseaux de transport et de distribution. Les sites d'implantation de centrales disponibles étant parfois situés à une certaine distance des réseaux de transport ou de distribution, le Groupe ne peut donner aucune assurance qu'il obtiendra les raccordements réseau suffisants,

dans les délais et coûts envisagés, pour l'implantation de ses futures centrales.

En outre, les réseaux de transport et de distribution pourraient subir des congestions, des incidents ou encore des interruptions de fonctionnement et les gestionnaires de ces réseaux pourraient ne pas respecter leurs obligations contractuelles de transport ou de distribution ou résilier les contrats correspondants. De tels événements pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.4 RISQUES LIÉS AUX ENGAGEMENTS ET PROMESSES D'ACHAT OU DE VENTE

Dans le cadre de ses opérations courantes, notamment de ses activités de Développement et de Développement-Vente d'Actifs Structurés, le Groupe est amené à prendre certains engagements à l'égard de ses clients. Ces engagements comprennent en particulier des engagements de bonne fin pris dans le cadre de la construction de parcs éoliens et de centrales photovoltaïques sous forme « clé en main ». Au 31 décembre 2010, le montant total des engagements donnés s'élevait pour le Groupe à

2,7 milliards d'euros, contre 2,9 milliards d'euros au 31 décembre 2009 (voir le paragraphe 9.6 du présent document de référence).

En outre, dans le cadre de ses opérations de croissance externe et de ses partenariats, le Groupe peut conclure des promesses d'achat ou de vente avec ses partenaires. La mise en œuvre des engagements ci-dessus pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.5 RISQUES LIÉS A L'ACTIVITÉ DE CONSTRUCTION ET A LA MISE EN SERVICE DE CENTRALES ÉLECTRIQUES

Lors de la phase de construction et de mise en exploitation des centrales électriques, en particulier les centrales éoliennes et solaires ainsi que les usines de biomasse, compte tenu de la complexité des équipements et des composants, le Groupe peut être confronté à diverses contraintes telles que, par exemple, les conditions météorologiques, les difficultés de raccordement au réseau électrique, les défauts de construction, les défauts de livraison par des fournisseurs, des délais plus longs que prévus pour l'obtention des permis et autorisations, une phase de réglage longue et nécessitant des adaptations techniques, des difficultés d'exploitation des matériels par les sous-traitants, ou encore à des actions en justice initiées par des tiers. A titre d'exemple, en 2008, le Groupe a été contraint de retarder la livraison du parc de Goodnoe aux États-Unis à la suite de malfaçons dans les mâts d'éoliennes fabriqués par son sous-traitant.

Ces événements peuvent être source de retards importants dans la construction des centrales et leur mise en service ; ils peuvent également engendrer des surcoûts d'exploitation s'ils s'accompagnent de dépassements de budget, voire de pertes d'exploitation, dans la mesure où ils se prolongeraient dans le temps. En outre, le Groupe pourrait être obligé de payer des pénalités contractuelles en cas de retard de livraison des centrales. La survenance de tels retards ou surcoûts dans le cadre de la construction et de la mise en service de centrales par le Groupe pourrait donc avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à atteindre ses objectifs.

4.2.6 RISQUES LIÉS AUX OBLIGATIONS DE DÉMANTÈLEMENT DES INSTALLATIONS ET DES TURBINES EN FIN DE CONTRAT

Dans la plupart des pays où sont implantées ses centrales électriques, notamment éoliennes, solaires, thermiques et de cogénération, le Groupe peut être soumis à une obligation, légale et/ou contractuelle, en fin d'exploitation, de remettre en état le site d'implantation ainsi que de démanteler la centrale. Lors de chaque mise en service de centrale, d'une part, et chaque année, d'autre part, le Groupe procède pour toutes ses installations à une analyse de l'état de l'obligation de démantèlement et des coûts associés et comptabilise une provision si nécessaire.

Au 31 décembre 2010, le Groupe a constitué des provisions correspondantes à hauteur de 455 000 euros. Pour ses parcs éoliens, le Groupe ne constitue à ce jour que des provisions

limitées, l'essentiel des coûts de démantèlement étant couvert par la valeur résiduelle des installations (turbines et autres pièces). Les modalités de calcul des provisions pour démantèlement sont présentées en note 3.17.1 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

Le Groupe ne peut donner aucune assurance sur le fait que ces coûts de démantèlement ne s'avéreront pas sensiblement plus élevés que ce qui aura été prévu et provisionné. Ceci pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe ainsi que sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.7 RISQUES LIÉS AUX PARTENARIATS

Dans plusieurs pays, et notamment au Royaume-Uni, en Grèce, en Turquie, au Portugal et en Inde, le Groupe exerce ses activités en s'appuyant sur un partenaire local, qui assure en général des fonctions de prospection des nouveaux projets ainsi que de réalisation des projets développés, notamment en matière de relations avec les autorités locales. Ces partenariats lui permettent en particulier de bénéficier de l'appui d'équipes expérimentées et solidement implantées localement. De la même manière, dans le cadre de son entrée dans les énergies réparties, le Groupe a conclu divers partenariats avec des industriels et établissements financiers

lui permettant de proposer des offres complètes. Lorsque ces partenariats sont mis en œuvre par la création d'entités communes, le Groupe n'en exerce pas toujours le contrôle, tant sur le plan économique que sur le plan juridique.

La survenance d'un désaccord avec ses partenaires, voire la résiliation de l'un ou plusieurs de ces partenariats, priverait le Groupe d'un élément moteur pour son développement et pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.8 RISQUES LIÉS A LA STRUCTURE DE PROJETS CONDUITS AUX ÉTATS-UNIS DANS LE CADRE DE LA PRODUCTION TAX CREDIT ET DE L'INVESTMENT TAX CREDIT

Aux États-Unis, le Groupe a mis en place des structures spécifiques afin d'optimiser l'incidence sur son développement des crédits d'impôts octroyés aux investissements effectués dans le secteur des énergies renouvelables (*Production Tax Credit* pour l'éolien et *Investment Tax Credit* pour le solaire et l'éolien). Sa filiale enXco ne disposant pas d'une base fiscale suffisante pour utiliser les crédits d'impôts dont elle bénéficie au titre des dispositifs susvisés, elle s'associe dans ses nouveaux projets à un ou plusieurs co-investisseurs qui prennent une participation variable dans le projet, contribuant à son financement et se rémunèrent notamment en utilisant ces crédits d'impôts.

Ces investissements, jusqu'à présent consolidés par intégration proportionnelle, sont désormais comptabilisés en intégration globale (voir note 3.4 des états financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009 inclus au Chapitre 20.1 du document de référence 2009). L'adoption de structures différentes ou la modification

de leur traitement comptable, bien que neutre en terme de flux de trésorerie, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité du Groupe, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

En outre, la croissance du nombre de projets éoliens et solaires aux États-Unis renforce la concurrence entre opérateurs pour attirer de tels investisseurs, dans un contexte de crise financière où le nombre de ces investisseurs et les capitaux dont ils disposent se restreignent. Dans ce cadre, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à trouver des investisseurs pour ses projets ou devoir leur concéder des avantages financiers plus importants, ce qui pourrait freiner le développement des projets du Groupe aux États-Unis et ainsi avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.9 RISQUES LIÉS A LA CONCURRENCE D'AUTRES PRODUCTEURS D'ÉLECTRICITÉ A PARTIR D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le Groupe fait face à une concurrence importante qui pourrait encore s'intensifier à l'avenir. Dans le secteur des énergies renouvelables, la concurrence s'exerce essentiellement sur l'accès à des sites d'implantation disponibles, la performance des sites de production, la qualité des technologies utilisées, les prix pratiqués ainsi que l'étendue et la qualité de services (en ce compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

Bien que le Groupe porte une grande attention à ces différents paramètres, certains de ses concurrents ont une expérience plus ancienne dans ce secteur et disposent de ressources financières, techniques ou humaines plus importantes. En particulier, certains concurrents, désireux de se développer dans le secteur des énergies renouvelables, notamment les producteurs historiques en Europe et

les grandes *utilities* aux États-Unis, disposent d'une surface financière plus importante que celle du Groupe qui leur permet d'acquérir de nouveaux projets ou même des producteurs d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables à des prix élevés et de conquérir des parts de marché significatives dans ce secteur.

Bien que le Groupe déploie d'importants efforts pour maintenir sa compétitivité et développer ses parts de marché, aucune assurance ne peut être donnée sur le fait que le Groupe sera en mesure de faire face à cette concurrence actuelle ou future. L'intensification de la concurrence dans le secteur des énergies renouvelables pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.10 RISQUES LIÉS AUX ASSURANCES

L'activité du Groupe est soumise aux risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales électriques, tels que les risques d'interruption de fonctionnement, de défaut de fabrication ou encore de catastrophes naturelles. En outre, plus généralement, l'activité du Groupe est exposée au risque environnemental, notamment pour ses centrales thermiques et de cogénération ainsi que pour son usine biomasse.

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à ses activités. Néanmoins, aucune garantie ne peut être donnée quant au fait que les polices d'assurance du Groupe sont ou seront suffisantes pour couvrir d'éventuelles pertes résultant d'une interruption importante du fonctionnement des sites de production du Groupe, des coûts de réparation ou de remplacement de sites endommagés ou des conséquences d'une action en justice initiée

par un tiers. Si le Groupe était confronté à un dommage grave non assuré ou à un dommage excédant significativement le plafond de ses polices d'assurance, les coûts correspondants pourraient avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe.

En outre, les polices d'assurance du Groupe sont soumises à une revue annuelle par ses assureurs. Si le niveau des primes devait augmenter, le Groupe pourrait ne pas être en mesure de conserver une couverture d'assurances similaire à celle existante ou pourrait la conserver mais à un coût significativement plus élevé. Si cette augmentation des primes ne pouvait être répercutée sur les clients des sociétés du Groupe, le coût additionnel pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière ou ses résultats.

4.2.11 RISQUES RELATIFS AU NON-PAIEMENT DES CLIENTS ET A LA MISE EN ŒUVRE DE CERTAINES STIPULATIONS CONTRACTUELLES

Les contrats liant le Groupe à ses clients acheteurs d'électricité (*Power Purchase Agreements*) sont habituellement d'une longue durée, de l'ordre de 15 ans ou plus (à l'exception de l'Italie, où les contrats sont reconduits annuellement). Bien que la plupart de ses clients soient des producteurs et distributeurs historiques solidement établis (comme EDF en France ou le groupe Endesa en Espagne), aucune garantie ne peut être donnée quant au fait que les clients du Groupe se conformeront à leurs obligations contractuelles ou qu'ils ne feront pas l'objet d'une procédure de redressement ou de liquidation judiciaire.

En outre, certains des contrats du Groupe prévoient des exclusions en cas de force majeure au bénéfice des clients et/ou des obligations de production minimale assorties de pénalités pesant sur le Groupe.

Le non-respect par des clients du Groupe de leurs obligations contractuelles de paiement ou la mise en œuvre d'une des stipulations contractuelles susvisées ou équivalentes pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.12 RISQUES LIÉS A LA DÉPENDANCE VIS-A-VIS DES CLIENTS IMPORTANTS

Dans le cadre de ses activités de Production d'électricité, le Groupe vend l'électricité qu'il produit aux producteurs et/ou aux distributeurs historiques (notamment EDF en France, le premier client du Groupe). En Europe, les producteurs et/ou distributeurs historiques ont en effet généralement l'obligation légale ou contractuelle d'acheter l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables et aux États-Unis, les *utilities* doivent se conformer aux quotas obligatoires d'énergie renouvelable arrêtés par les autorités locales (voir le paragraphe 6.5.1.2.(a) « États-Unis » du présent document de référence).

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2010, le chiffre d'affaires cumulé réalisé avec les dix principaux clients représente près de 80 % des ventes d'énergies du Groupe contre 90 % en 2009,

celui réalisé avec les cinq premiers clients près de 61 % des ventes d'énergies consolidées contre près de 76 % en 2009 et celui réalisé avec EDF, premier client, représentait 23 % en 2009 contre près de 28 % en 2010 des ventes d'énergies consolidées. En conséquence, et bien que le Groupe considère que le risque de perte (par exemple en cas de résiliation de contrat) ou d'insolvabilité de clients comme les producteurs historiques soit limité, la survenance d'un tel événement pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs (voir également la note 22.4 des comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2010 inclus au Chapitre 20.1 du présent document de référence).

4.2.13 RISQUES LIÉS AUX ATTEINTES A L'ENVIRONNEMENT NATUREL ET HUMAIN DES SITES EXPLOITÉS PAR LE GROUPE

Dans le cadre de ses activités, le Groupe exploite des sites de production d'énergie qui peuvent entraîner des gênes et des nuisances pour la population, la faune, la flore et plus généralement la nature environnante ou être à l'origine d'accidents corporels ou industriels ou d'impacts environnementaux et sanitaires, tels que par exemple la chute d'une pale, des dommages causés aux volatiles par les éoliennes ou encore l'incendie d'une centrale thermique. Aucune garantie ne peut être donnée par le Groupe sur le fait que ses sites de production d'énergie ne seront pas la source de pollution, de nuisances ou de dommages environnementaux ou corporels.

En outre, une agression ou un acte de malveillance, de sabotage ou de terrorisme commis sur les sites de production du Groupe pourrait avoir des conséquences similaires à celles de l'un des accidents décrits ci-dessus : dommages aux personnes et aux biens, pollution ou encore interruption de l'exploitation.

En cas de survenance de tels événements, la responsabilité du Groupe pourrait se trouver engagée en réparation des dommages ou préjudices causés par ses sites de production d'énergie. La mise en jeu de la responsabilité du Groupe en matière environnementale pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.2.14 RISQUES LIÉS A L'EFFET DES ACQUISITIONS OU INVESTISSEMENTS

Le Groupe a réalisé au cours des dernières années et pourrait à l'avenir réaliser des acquisitions ou des investissements liés à des opérations de croissance externe dans ses différents domaines d'activité ou dans d'autres domaines d'activité. Une partie de ces acquisitions ou investissements pourrait être rémunérée en actions de la Société, ce qui pourrait avoir un effet dilutif pour les actionnaires existants de la Société.

De telles opérations impliquent par ailleurs un certain nombre de risques liés à l'intégration des activités acquises ou du personnel, à l'impossibilité de dégager les synergies escomptées, au maintien de normes, contrôles, procédures et politiques uniformes, à l'apparition de passifs ou de coûts non prévus ou encore à la

réglementation applicable à de telles opérations. Ces risques pourraient ainsi avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs. En outre, le Groupe ne peut garantir, compte tenu notamment du contexte concurrentiel fort, qu'il sera en mesure à l'avenir de procéder aux opérations de croissance externe qu'il pourrait envisager.

Par ailleurs, les modalités de financement de ces acquisitions ou investissements pourraient avoir un effet défavorable sur la situation financière du Groupe, notamment en cas de recours à l'endettement.

4.3 Risques liés à la Société

4.3.1 RISQUES LIÉS A LA DÉPENDANCE A L'ÉGARD DES DIRIGEANTS ET DES COLLABORATEURS-CLÉS

Le développement historique du Groupe repose en partie sur le rôle joué par M. Pâris Mouratoglou, Président du Conseil d'administration et actionnaire fondateur d'EDF Energies Nouvelles. Le Groupe a cependant renforcé ses équipes en recrutant plusieurs cadres de haut niveau qui apportent une expérience confirmée dans tous les domaines de gestion et de développement du Groupe.

Les succès futurs du Groupe reposeront notamment sur l'implication totale de ses principaux dirigeants. En cas de départ d'un ou plusieurs de ses dirigeants ou de ses responsables locaux disposant d'une grande expérience du marché sur lequel le Groupe exerce son activité, ou si l'un ou plusieurs d'entre eux décidaient de réduire ou mettre fin à leur implication, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés pour les remplacer et ses activités pourraient s'en trouver

ralenties ou sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs en être affectés.

Par ailleurs, le développement du Groupe dépend également de sa capacité à retenir et à motiver ses collaborateurs clés ainsi qu'à attirer de nouveaux collaborateurs de valeur ; dans un contexte d'augmentation sensible des niveaux de salaire résultant de la croissance des secteurs d'activité sur lesquels il intervient, le Groupe pourrait ne pas être en mesure d'y parvenir pour maintenir sa compétitivité et sa rentabilité. Cette incapacité pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.3.2 RISQUES LIÉS A L'ACTIONNARIAT DU GROUPE

Le groupe EDF détient, par l'intermédiaire d'EDEV, filiale à 100 % d'EDF, 50 % du capital et des droits de vote de la Société. De par l'importance de cette participation, le groupe EDF est en mesure de contrôler la plupart des décisions devant être adoptées en assemblée générale, sous réserve néanmoins des stipulations du pacte d'actionnaires conclu le 11 octobre 2010, notamment entre EDF et M. Pâris Mouratoglou qui détient, directement et par l'intermédiaire de la Société Internationale d'Investissements Financiers, 25,1 % du capital et des droits de vote de la Société (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

Outre des majorités renforcées au Conseil d'administration pour certaines décisions importantes de la Société, le pacte d'actionnaires fixe le cadre général des relations entre le groupe EDF et M. Pâris Mouratoglou ainsi qu'entre la Société et EDF, son actionnaire industriel de référence. En particulier, le pacte encadre les champs d'activité respectifs de la Société et d'EDF dans le secteur des énergies renouvelables, principalement sous forme d'un droit de premier refus consenti par EDF au profit de la Société et d'un droit de priorité consenti par la Société à EDF. Bien que les stipulations du pacte visent à limiter la possibilité de telles difficultés, il ne peut être exclu que des désaccords entre actionnaires surviennent ou qu'EDF et ses filiales soient amenés à se retrouver dans une situation où leurs propres intérêts et ceux du Groupe seraient en conflit, y compris lors de décisions relatives à la réalisation de nouveaux projets ou de décisions relatives aux orientations stratégiques du Groupe, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

Le Groupe entretient actuellement des liens opérationnels importants avec EDF. Outre le fait qu'EDF soit l'un de ses principaux clients (représentant près de 23 % des ventes d'électricité du Groupe en 2010), le Groupe bénéficie en effet de partenariats avec les entités du groupe EDF, notamment en recherche-développement (accord-cadre conclu en janvier 2008), dans l'éolien (partenariat avec EDF Energy en Grande-Bretagne par exemple) et dans le secteur des énergies renouvelables réparties (partenariat dans EDF Energies Nouvelles Réparties – voir les paragraphes 6.5.7 et 19.2 du présent document de référence). Par ailleurs, il bénéficie du droit d'usage de la marque EDF Energies Nouvelles en tant que dénomination sociale, qui constitue un atout important pour ses activités ; le contrat de licence de marque conclu avec EDF à ce titre serait résilié de plein droit dès lors que la participation du groupe EDF au sein de la Société deviendrait inférieure à 35 % du capital ou des droits de vote. Enfin, le Groupe bénéficie de lignes de crédit d'un montant total de 1 790 millions d'euros au 31 décembre 2010 conclues avec EDF ainsi que des conditions de financement favorables liées à l'appartenance au groupe EDF et certains financements du Groupe comportent des clauses de remboursement anticipé au cas où EDF viendrait à réduire sa participation au sein de la Société ou si la Société venait à changer de dénomination sociale. Si le groupe EDF décidait de mettre un terme à ces partenariats et/ou se retirer du capital de la Société, ou si la Société ne pouvait plus bénéficier de certains droits prévus par le pacte d'actionnaires (droit de premier refus notamment), cela pourrait donc avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.3.3 RISQUE LIÉ A L'IMAGE DU GROUPE

Le succès continu du Groupe dépend de sa capacité à maintenir sa réputation de sérieux, d'intégrité et d'indépendance. Bien que le Groupe porte une grande attention à la qualité de ses prestations, il ne peut garantir qu'il saura se préserver des conséquences dommageables pour sa réputation que pourrait avoir un éventuel accident, conflit d'intérêt ou litige l'impliquant et qui ferait l'objet d'une couverture médiatique importante, notamment si cet

événement devait mettre en évidence des manquements graves, réels ou allégués du Groupe à ses obligations. La survenance de tels événements, susceptibles de nuire gravement à la réputation du Groupe et d'affecter ainsi la capacité du Groupe à conserver la confiance de ses clients et à attirer de nouveaux clients, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe.

4.3.4 RISQUE LIÉ A L'ÉTHIQUE

Bien que le Groupe attache une attention particulière au respect de valeurs éthiques strictes dans le cadre de ses activités, des risques d'actes isolés de collaborateurs du Groupe en contradiction avec ces valeurs et principes ne peuvent être exclus. La responsabilité de salariés, dirigeants ou sociétés du Groupe pourrait alors être

recherchée à ce titre par d'éventuels plaignants. La survenance de tels événements pourrait affecter la réputation du Groupe et ainsi avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats ou les perspectives du Groupe.

4.4 Risques de marché

4.4.1 RISQUE DE TAUX D'INTÉRÊT

Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt principalement dans le cadre des financements de projets et du financement de ses activités courantes.

Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement. Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (*swap* de taux). Du point de vue économique, la mise en place de ces *swaps* permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme.

Au 31 décembre 2010, le risque de taux d'intérêt des financements de projets est couvert sur la période 2011-2028 à hauteur de 74 % du montant (hors part correspondant à la période de construction, les couvertures n'étant prises en compte qu'à partir de la mise en service). Le taux moyen des couvertures ressort à 3,93 % (hors marge de crédit).

Financements *corporate*

Dans le cadre du financement de ses activités courantes (financement du besoin en fonds de roulement de ses DVAS, des acomptes et des stocks de modules solaires et turbines éoliennes pour ses investissements, et des prêts relais jusqu'à la mise en place des financements de projet), le Groupe dispose de lignes de crédit « confirmées » conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de *swap* de taux et d'options « vanilles ». Basée sur des prévisions d'utilisation des lignes *corporate*, la gestion du risque de taux est réalisée sur un horizon de cinq années glissantes avec détermination d'un taux budget maximum.

Fondée sur des prévisions d'utilisation des lignes *corporate*, la gestion du risque de taux est réalisée sur un horizon de cinq années glissantes avec détermination d'un taux budget maximum.

Au 31 décembre 2010, le pourcentage de couverture de la dette *corporate* brute (hors découverts bancaires), soit 1 548 millions d'euros, est de 60 % (en cas de hausse de taux), le solde non encore couvert faisant l'objet d'une surveillance attentive. La couverture pourra être complétée en fonction de l'évolution des marchés financiers.

Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes *corporate* conduisent le Groupe à disposer au 31 décembre 2010 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 71 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

La situation des emprunts et des *swaps* du Groupe au 31 décembre 2010 est détaillée ci-dessous :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total emprunts et dettes financières	A taux			Échéance			Nominal des instruments dérivés de taux
				fixe	variable		< 1 an	1 à 5 ans	> 5 ans	
Allemagne	6 772	780	7 552	7 115	437	724	3 272	3 556	-	
Belgique	530	14 207	14 737	14 737	-	3 569	6 021	5 147	-	
Bulgarie	421	2 235	2 656	2 228	428	428	2 228	-	-	
Canada	89 785	-	89 785	(676)	90 461	47 214	7 934	34 637	49 393	
Danemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Espagne	38 790	10 024	48 814	3 523	45 291	8 282	7 514	33 018	39 191	
France	2 051 420	154 832	2 206 252	695 427	1 510 825	134 071	1 261 997	810 184	838 512	
Grèce	237 590	24 031	261 621	(860)	262 481	98 135	60 981	102 505	111 409	
Italie	262 063	98 097	360 160	2 789	357 371	100 563	76 530	183 067	178 985	
Mexique	98 090	-	98 090	93 833	4 257	3 838	20 051	74 201	-	
Portugal	302 582	2 407	304 989	37 264	267 725	24 041	79 697	201 251	177 290	
Royaume-Uni	124 481	21 170	145 651	(1 955)	147 606	30 468	40 864	74 319	103 119	
Turquie	60 600	5 180	65 780	42 923	22 857	57 768	4 192	3 820	-	
États-Unis	438 546	119 514	558 060	183 508	374 552	27 465	103 911	426 684	372 025	
TOTAL	3 711 670	452 477	4 164 147	1 079 856	3 084 291	536 566	1 675 192	1 952 389	1 869 924	
Découverts bancaires	-	-	34 865	-	34 865	34 865	-	-	-	
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	-	-	4 199 012	1 079 856	3 119 156	571 431	1 675 192	1 952 389	1 869 924	

4

Facteurs de risque

Risques de marché

Bien que le Groupe mette donc en œuvre une politique active de couvertures de risques de taux, une progression importante des taux d'intérêts pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

Le tableau ci-dessous présente la position de l'endettement net exposé aux taux d'intérêts variables du Groupe au 31 décembre 2010 :

(en milliers d'euros)	31 décembre 2010			Total
	Moins d'un an	De 1 à 5 ans	Plus de 5 ans	
Passifs financiers ⁽¹⁾	536 566	1 675 192	1 952 389	4 164 147
Actifs financiers	271 150	60 205	1 421	332 776
Position nette avant gestion	265 416	1 614 987	1 950 968	3 831 371
Emprunts à taux fixes	97 412	201 909	780 535	1 079 856
Dérivés de couverture de taux d'intérêt	241 650	1 087 607	540 667	1 869 924
Position nette après gestion	(73 646)	325 471	629 766	881 591

(1) Hors trésorerie passive.

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2010, des tests de sensibilité ont été réalisés. Ils montrent qu'une variation de +/- 50 points de base des taux d'intérêt aurait un impact estimé sur le compte de résultat de l'ordre de 7 millions

d'euros. La sensibilité du Groupe au risque de taux est détaillée en note 22.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2010 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

4.4.2 RISQUES DE CHANGE

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2010 sur le dollar américain, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Le risque de conversion lié au bilan

Du fait de la détention de filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro (États-Unis, Royaume-Uni, Mexique), le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2010 est faible (variation positive de 25 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2010) et à mettre en regard d'un montant de 1 606 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.

Tous les actifs (centrales productrices d'électricité), passifs (financements de projets associés) et les revenus liés à l'exploitation des centrales sont conclus dans la devise domestique du pays concerné, à l'exception non significative, au 31 décembre 2010, de la Turquie. Ainsi, l'actif et le financement correspondant

étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée.

Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre EDF Energies Nouvelles SA et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

Risque de change lié aux achats de matériels

Ce risque résulte de l'achat de matériels dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines, britanniques et canadiennes du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.

Le tableau ci-dessous présente la position nette du Groupe au 31 décembre 2010 :

(en milliers d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	Total
Actifs	5 063 196	216 492	1 442 574	464 165	7 186 427
Passifs	4 132 930	169 047	959 221	318 828	5 580 026
Position nette avant gestion	930 266	47 445	483 353	145 337	1 606 401
Effet gestion	13 552	(862)	(8 383)	(4 307)	-
Position nette après gestion	943 817	46 583	474 970	141 030	1 606 401

Les tests de sensibilités réalisés sur les instruments financiers de couverture du risque de change au 31 décembre 2010 et 31 décembre 2009 montrent qu'une variation de plus ou moins 10 % des cours de

change aurait les impacts suivants sur le compte de résultat et sur les capitaux propres :

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 10 %	- 10 %	+ 10 %	- 10 %
31 décembre 2010	(117 588)	74 969	3 306	(14 907)
31 décembre 2009	(95 169)	52 540	1 851	(13 452)

Les effets de telles variations seraient néanmoins compensés en grande partie par la variation de change des éléments sous-jacents à ces instruments de couverture.

La sensibilité du Groupe au risque de change est détaillée en note 22.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2010 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

Bien que le Groupe mène une politique active de couverture du risque de change, une évolution défavorable des taux de change des devises susvisées contre l'euro pourrait avoir un effet défavorable significatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs.

4.4.3 RISQUE DE LIQUIDITÉ/RISQUE LIÉ A L'ACCÈS AU FINANCEMENT

Risque lié à l'accès au financement des projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation de « prêts relais » au cours de la période de construction.

Pour l'année 2010, le Groupe a constaté, dans le cadre des négociations des financements de projets, une amélioration des conditions financières sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière. Les délais de finalisation des dossiers de financement se sont stabilisés même s'ils restent relativement longs.

La quasi-totalité des financements de projet prévoient des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus mesuré par un ratio dit « DSCR »

(*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Pour l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, le Groupe confirme la tendance constatée depuis maintenant deux ans, en particulier aux États-Unis, qui se traduit par la réduction des acomptes de paiement et par une demande d'allongement des délais de règlement de la part des compagnies électriques afin de leur permettre de mettre en place leurs financements.

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a conclu des financements de projet pour un montant de 860 millions d'euros. Au total, le Groupe dispose de 2 309 millions d'euros de financement de projets au 31 décembre 2010, avec une maturité moyenne de 12,8 années.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

Lignes de crédits

Le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de Ventes d'Actifs Solaires et Éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours.

Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2010, de lignes de crédits *corporate* ayant des échéances s'échelonnant de 2011 à 2017 pour un montant total de 2 543 millions d'euros (hors découverts bancaires).

Ce montant inclut un financement à hauteur de 1 790 millions d'euros conclu avec le groupe EDF (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants.

Les financements *corporate* contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont notamment un ratio EBITDA/frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2, un seuil maximal d'endettement et une clause de changement de contrôle (ou d'actionnariat) vis-à-vis du groupe EDF.

Le tableau ci-dessous détaille la structure des lignes de crédit dont dispose le Groupe au 31 décembre 2010 :

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme ⁽¹⁾			
> échéance 2011	20	20	-
> échéance 2012	895	600	295
> échéance 2013	220	220	-
> échéance 2014	100	100	-
> échéance 2015	700	-	700
> échéance 2016	-	-	-
> échéance 2017	500	500	-
TOTAL	2 435	1 440	995
Lignes 364 jours renouvelables ⁽²⁾			
> échéance 2011	108	108	-
Découverts bancaires	85	35	50
TOTAL	2 628	1 583	1 045

(1) Hors lignes de crédit de Tenesol pour 36 millions d'euros. Les lignes de crédit *corporate* présentées dans ce tableau peuvent être utilisées à tout moment pour faire face au risque de liquidité du Groupe.

(2) Lignes de crédit adossées à de la trésorerie.

Excédents de trésorerie

Le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une trésorerie de 371 millions d'euros (hors découverts bancaires).

Échéancier des passifs financiers sur la base des flux de trésorerie contractuels

Cet échéancier est établi sur la base des flux de trésorerie contractuels, non actualisés, qui peuvent être différents des montants inscrits au bilan au 31 décembre 2010. Il prend en compte le financement des dépenses prévisionnelles des parcs en construction dans le cas où le financement de projet, d'ores et déjà conclu, intègre la période de construction. Les montants empruntés sont donc croissants jusqu'aux mises en exploitation des parcs, lesquelles sont prévues pour certains projets postérieurement au 31 décembre 2010.

Le tableau suivant présente, dans la colonne des flux de trésorerie à moins d'un an, la part des remboursements à court terme diminuée des tirages contractuels attendus.

(en milliers d'euros)	Valeur nette comptable			Flux de trésorerie contractuels			
	courant	Non courant	Total	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	445 845	3 265 825	3 711 670	325 765	1 946 577	2 300 054	4 572 396
Autres dettes financières	90 721	361 756	452 477	95 114	176 165	233 608	504 887
Découverts bancaires	34 865	-	34 865	34 865	-	-	34 865
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passif-actifs)	-	87 043	87 043	42 808	47 682	(28 299)	62 191
Instruments de dérivés de change	5 170	10 058	15 228	5 170	10 058	-	15 228
Instruments de dérivés de transaction	64	-	64	64	-	-	64
Dettes fournisseurs	229 798	-	229 798	229 798	-	-	229 798
Autres créditeurs ⁽¹⁾	241 208	-	241 208	241 208	-	-	241 208

(1) Sont inclus en autres créditeurs dans le tableau du risque de liquidité : les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes courantes (voir note 17.4 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010).

4.5 Risques juridiques

Les sociétés du Groupe sont, ou sont susceptibles d'être impliquées dans un certain nombre de procédures de nature judiciaire, administrative ou arbitrale dans le cours normal de leurs activités.

A titre d'exemple, en France, et bien que ces procédures n'aboutissent que rarement, près de la moitié des permis de construire délivrés au Groupe pour des parcs éoliens font l'objet d'un recours contentieux après leur obtention. De tels recours peuvent aboutir à l'annulation du permis, voire, dans certains cas, au démantèlement du parc (une telle sanction n'a néanmoins jamais été appliquée au Groupe).

De même, du fait de son activité de Développement de centrales électriques, le Groupe peut être partie à des procédures impliquant les fabricants des éléments techniques de ces centrales.

Une description détaillée des procédures auxquelles le Groupe est partie étant susceptibles d'avoir une incidence significative sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs, figure au paragraphe 20.5 du présent document de référence.

4.6 Assurances et couverture des risques

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à son activité (voir les paragraphes 4.1 à 4.5 du présent document de référence) et susceptibles d'être assurés, sous réserve

des exclusions, plafonds de garantie et franchises habituellement imposés par les compagnies d'assurances sur le marché.

4.6.1 POLITIQUE DE COUVERTURE DES RISQUES

Le Groupe met en œuvre une politique de gestion dynamique des risques. Outre la constitution d'une couverture assurance adéquate (voir le paragraphe 4.6.2 du présent document de référence), le Groupe porte une grande attention à la limitation des risques liés à ses activités sur tous les marchés où il est présent.

En particulier, le Groupe veille à limiter ses risques en les répartissant sur l'ensemble de ses zones d'implantation. Sa présence dans dix pays européens, trois américains (États-Unis, Canada, Mexique) et un asiatique (Inde) lui permet de disperser les risques liés aux évolutions réglementaires, aux conditions climatiques (notamment le vent pour ses parcs éoliens) ou encore aux perspectives de développement.

Pour ses investissements, le Groupe procède à une sélection rigoureuse des projets, considérant leurs perspectives tout en veillant à limiter les coûts de développement. Les nouveaux projets significatifs sont systématiquement soumis à l'examen préalable du Comité de la stratégie de la Société sur la base de critères stricts (voir le paragraphe 16.3 du présent document de référence).

Le Groupe entend également limiter son exposition vis-à-vis des fournisseurs de composants et autres équipements techniques, en diversifiant ses fournisseurs (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

Dans l'exploitation de ses parcs éoliens, le Groupe pratique un suivi permanent de leur fonctionnement, afin de limiter la fréquence et

la durée des incidents (pannes techniques et autres). Il recourt pour ce faire, lorsque cela est possible, au système « SCADA » (*Supervisory Control and Data Acquisition*) qui permet notamment de superviser à distance le fonctionnement des installations. En outre, afin d'anticiper la fin programmée des contrats d'exploitation-maintenance avec les fabricants de turbines pour ses parcs éoliens européens et de réduire sa dépendance vis-à-vis de ses fournisseurs, le Groupe développe actuellement en Europe ses compétences d'exploitation-maintenance, sur le modèle des pratiques développées par enXco aux États-Unis.

Enfin, le Groupe porte une grande attention à l'environnement dans lequel s'insèrent ses centrales, afin d'en limiter les potentiels impacts. Outre le respect des obligations légales (études d'impact, enquêtes publiques...), le Groupe met ainsi en œuvre une politique de management environnemental, reposant sur un code de bonnes pratiques et une démarche de suivi. Cette attention lui a permis de recevoir en 2005 la certification ISO 14001 pour ses activités de Développement, de Construction et Production d'énergie éolienne en France. Cette certification a été renouvelée chaque année depuis 2005.

Une description détaillée des procédures de contrôle des risques mises en œuvre par le Groupe figure au paragraphe 2.3 du Rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence.

4.6.2 ASSURANCES

La politique en matière d'assurance est conduite par la Direction Juridique du Groupe et mise en œuvre dans chacun des pays où le Groupe est implanté.

Compte tenu des spécificités réglementaires de chaque pays et de son activité de développeur, le Groupe met en place des polices d'assurance spécifiques pour chacun de ses projets. La seule police d'assurance Groupe est celle relative à la responsabilité civile des mandataires sociaux, qui couvre les dirigeants du Groupe et de l'ensemble de ses filiales, y compris enXco, sa principale filiale américaine.

Pour chacune de ses sociétés, le Groupe souscrit notamment des assurances responsabilité civile (le cas échéant, pour les activités de bureaux d'études), responsabilité dommages (couvrant notamment les mâts utilisés pour les études préliminaires à l'implantation d'un

parc éolien) ainsi que des polices plus spécifiques (multirisques bureaux ou multirisques informatique pour les sociétés comme EDF Energies Nouvelles SA ou EDF Energies Nouvelles France).

Pour les projets, le Groupe souscrit des polices spécifiques à chaque projet en fonction des risques particuliers identifiés. Cette identification des risques se fait notamment en fonction de la nature du projet (parc éolien, centrale photovoltaïque, usine biomasse ou autre), de son site d'implantation (régions aux conditions climatiques difficiles) ou encore de son pays d'installation (contexte réglementaire particulier). A titre d'exemple, le Groupe souscrit ainsi des polices particulières couvrant les risques sismiques pour ses projets en Italie du Sud ou en Grèce.

Deux phases peuvent être distinguées en matière d'assurance pour un projet : la phase de construction et la phase d'exploitation.

Couverture assurances de la phase de construction

Au cours de la période de construction de la centrale électrique, la société titulaire du projet souscrit une police d'assurance « Tous Risques Chantier » (TRC) ou bénéficie d'une telle police souscrite par le constructeur. Cette police couvre les dommages matériels pour la période de construction de la centrale jusqu'à sa réception. Lorsque, pour les projets financés en financement de projet, les banques financent également la partie construction, un volet spécifique aux pertes d'exploitation est inclus dans la police. Ce volet est demandé par les établissements financiers intervenant dans le projet ; il couvre notamment les pertes d'exploitation qui pourraient être subies en cas de retards pris dans les travaux de réalisation de la centrale.

Couverture assurances de la phase d'exploitation

Dès la mise en exploitation de la centrale, la société titulaire du projet souscrit une police générale de responsabilité civile. Elle souscrit en outre une police couvrant habituellement les bris de machine, les incendies et risques annexes, les catastrophes naturelles et les pertes d'exploitation.

Par ailleurs, le Groupe bénéficie généralement de garanties contractuelles données par les fabricants des composants et équipements techniques de ses centrales électriques, couvrant le préjudice subi en cas de fonctionnement défectueux de ces éléments. En particulier, le Groupe bénéficie habituellement de telles garanties par les fabricants des turbines équipant ses parcs éoliens ; il s'agit en pratique de garanties de disponibilité, couvrant en conséquence les pertes d'exploitation liées à une indisponibilité ainsi que les bris de pièces. Ces garanties, qui portent habituellement sur des durées de deux à cinq ans, peuvent parfois être étendues à 10 ou 12 ans.

5

Informations concernant l'émetteur

5.1 Historique et évolution de la Société

5.1.1 DÉNOMINATION SOCIALE

La Société a pour dénomination sociale EDF Energies Nouvelles.

5.1.2 REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS

La Société est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 379 677 636. Le code APE de la Société est 741 J.

5.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE

La Société a été constituée le 13 septembre 1990 sous la forme d'une société anonyme avec pour dénomination sociale SIIF. Elle a été immatriculée le 17 octobre 1991 pour une durée expirant le

17 octobre 2089. Depuis le 7 juin 2004, la Société a pris pour dénomination sociale EDF Energies Nouvelles.

5.1.4 SIÈGE SOCIAL, FORME JURIDIQUE ET LÉGISLATION APPLICABLE

Le siège social de la Société est situé Cœur Défense, Tour B, 100, esplanade du Général de Gaulle, 92932 Paris la Défense Cedex. Le numéro de téléphone du siège social est le (33) 1 40 90 23 00.

La Société est une société anonyme de droit français à Conseil d'administration, régie notamment par les dispositions du Code de commerce.

5.1.5 HISTORIQUE DE LA SOCIÉTÉ

SIIF (Société Internationale d'Investissements Financiers) a été créée en 1990 par Pâris Mouratoglou. La Société a alors pour objet la construction et l'exploitation de centrales thermiques et hydroélectriques en France. Elle développe également des activités dans le domaine de l'énergie solaire dans les départements d'outre-mer (Guadeloupe, Martinique, Réunion).

En 1998, SIIF devient SIIF Energies et prend une orientation stratégique vers le secteur des énergies renouvelables. SIIF Energies se spécialise dans l'éolien et installe ses premières éoliennes de petite puissance à Petit Canal en Guadeloupe en 1999 (40 éoliennes d'une capacité de 60 kW chacune). Forte de cette expérience, SIIF Energies réalise en 2000 ses premières éoliennes de grande puissance en Corse, à Ersa et Rogliano (20 éoliennes d'une capacité de 600 kW chacune).

En octobre 2000, EDF, par l'intermédiaire de sa filiale EDEV, prend une participation de 35 % dans le capital de SIIF Energies. La Société devient alors l'entité du groupe EDF dédiée aux énergies renouvelables.

A partir de 2000, le Groupe s'est progressivement développé dans le secteur de l'énergie éolienne à travers l'Europe par l'implantation de filiales ou par l'intermédiaire de partenariats. Ainsi, en 2000, le Groupe s'implante au Portugal par l'intermédiaire d'une filiale détenue à 90 % (puis à 100 % en 2006), SIIF Energies Portugal Lda. (devenue EDF Energies Nouvelles Portugal). Le Groupe poursuit également sa croissance en Europe, en s'implantant en Italie en 2001.

En 2002, SIIF Energies franchit une étape décisive en s'implantant aux États-Unis avec l'acquisition de la société californienne enXco, l'un des principaux acteurs américains dans le secteur de l'éolien. Cette acquisition lui permet également d'intégrer au Groupe les activités allemandes, britanniques et indiennes d'enXco. A cette occasion, SIIF Energies procède à une augmentation de capital qui permet au groupe EDF d'accroître sa participation de 15 % ; la Société est alors détenue à parité par le groupe EDF et par le groupe familial Mouratoglou. Cet accroissement de la participation du groupe EDF s'accompagne d'un partenariat étroit (recherche-développement, droit d'usage de la marque en tant que dénomination sociale).

En 2003, le Groupe prend une participation dans le consortium C-Power en Belgique, participant ainsi à l'un des plus grands projets de parc éolien *offshore* en Europe, et, en 2004, le Groupe s'implante en Grèce, en développant des projets avec des partenaires locaux.

En 2004, SIIF Energies devient EDF Energies Nouvelles. Après avoir cédé ses activités en Suède, EDF Energies Nouvelles poursuit en 2005 sa politique de recentrage géographique sur l'Europe de l'Ouest et l'Amérique du Nord ; le Groupe a ainsi réalisé une opération de croissance externe en Grèce en rachetant les actifs éoliens du groupe Ktistor et a cédé ses activités au Brésil à un fonds d'investissement britannique. Enfin, cette même année, ses efforts en faveur de l'environnement lui ont permis de devenir l'un des premiers opérateurs éoliens en France à obtenir la certification ISO 14001.

En 2006, dans le cadre d'augmentations de capital d'un montant total d'environ 530 millions d'euros, EDF Energies Nouvelles a été introduite en Bourse sur le marché Euronext Paris. A cette occasion, la participation détenue par le groupe familial Mouratoglou a été ramenée à 25,1 % du capital, le groupe EDF conservant 50 % du capital.

En 2008, afin de financer son développement dans le solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire, EDF Energies Nouvelles a procédé à une augmentation de capital d'un montant d'environ 500 millions d'euros. En outre, le Groupe a pris position en Turquie avec l'acquisition de 50 % de Polat Enerji, l'un des principaux développeurs éoliens du pays.

5.2 Investissements

5.2.1 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS DU GROUPE AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

L'augmentation de la valeur brute des immobilisations corporelles et incorporelles (hors *goodwill*) s'est élevée à 1 315,9 millions d'euros en 2010, contre 1 232,4 millions d'euros en 2009 et 1 026,7 millions d'euros en 2008. Le tableau ci-dessous présente la répartition pour ces trois dernières années (en millions d'euros) entre les zones Europe et Amériques :

Zone géographique	2008 (retraité) ⁽¹⁾	2009	2010
Europe	586,7	824,1	865,1
Amériques	440,0	408,4	450,8
TOTAL	1 026,7	1 232,4	1 315,9

(1) Retraité du changement de mode de consolidation des parcs éoliens américains intervenu en 2009.

Les principaux projets concernés en 2010 sont :

► en Amériques :

- aux États-Unis : principalement les parcs éoliens de Lakefield, Pacific Wind, Shiloh III et la centrale solaire de Lipa,
- au Canada : les centrales solaires de Saint Isidore A et d'Elmsley East & West,
- au Mexique : le parc éolien de La Ventosa ;

► en Europe :

- en France : le parc éolien de Corbières Méditerranée et les centrales solaires de Beguey, Boulloc, Puylobrier, Pierrefonds, Montendre, Romilly-sur-Seine, Blauvac et Gabardan,

- en Italie : les parcs éoliens de Bonorva, Vallata et Monte Grighine ainsi que de plusieurs centrales solaires, dont celles de Priolo, Loreo et Augusta,
- en Espagne : les centrales solaires de Valdecaballeros et Casatejada,
- en Grèce : les parcs éoliens de Skopies, Fokida 2 et 3, Trikorfo et Melissi ainsi que la centrale solaire de Xirokambi,
- au Royaume-Uni : les parcs éoliens de Burnfoot, Rusholme, Teesside et Fairfield,
- en Turquie : le parc éolien de Soma 1,
- en Allemagne : le parc éolien d'Habscheid,
- en Bulgarie : la centrale hydraulique de Germanea.

5.2.2 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS DU GROUPE EN COURS POUR 2011

Le Groupe entend poursuivre le développement de son portefeuille de projets existant, en particulier dans l'éolien, pour lequel il s'élève au 31 décembre 2010 à plus de 14 700 MW, et dans le solaire photovoltaïque, pour lequel il s'élève au 31 décembre 2010 à plus de 3 600 MWc. A la date du présent document de référence, les investissements budgétés par le Groupe représentent un montant de plus d'un milliard d'euros pour l'année 2011. Sur ce montant, environ 60 % sont destinés à des investissements en Europe et environ 40 % à des investissements en Amérique du Nord.

Pour financer ses investissements, le Groupe met en place des financements de projets (voir le paragraphe 4.4.3 du présent document de référence), compte tenu de la visibilité offerte par les contrats de long terme conclus avec ses clients et les mécanismes d'obligation d'achat.

Selon les pays et les projets, la répartition entre fonds propres et dettes et la durée des financements peuvent varier. En moyenne, la part de la dette représente 70 à 90 % de l'investissement total et la

durée de remboursement varie de 12 à 18 ans. Tous les financements de projets sont en général sans recours ou à recours limité.

Le Groupe s'est fixé des critères de rentabilité stricts pour ses projets éoliens et solaires :

- ▶ pour les projets éoliens et solaires aux États-Unis : un taux de rentabilité interne (TRI) projet après impôt compris entre 9 et 11 % ;
- ▶ pour les projets éoliens et solaires en France, au Portugal, en Grèce, au Mexique, au Canada et pour les projets solaires en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 10 % ; et
- ▶ pour les projets éoliens et solaires en Turquie et au Royaume-Uni ainsi que pour les projets éoliens en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 12 %.

Ces TRI sont calculés sur 20 ans, avant endettement, hors valeur terminale et en monnaie courante.

5.2.3 PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS PLANIFIÉS OU AYANT FAIT L'OBJET D'ENGAGEMENTS FERMES DE LA PART DES ORGANES DE DIRECTION

Les principaux investissements planifiés par le Groupe au 31 décembre 2010 sont relatifs à la poursuite du développement de son portefeuille de projets éoliens et photovoltaïques, en particulier l'achèvement de la construction des 13 parcs éoliens en cours

de réalisation par le Groupe et à la construction de 35 centrales solaires photovoltaïques (voir le Chapitre 6 du présent document de référence). Le montant total des investissements planifiés s'élève, à cette date, à environ 1 377 millions d'euros.

6

Aperçu des activités

6.1	Présentation générale	32
6.2	Les atouts du Groupe	34
6.3	Stratégie	36
6.4	Présentation du marché et position concurrentielle	37
6.4.1	L'éolien : un marché présentant d'attrayantes perspectives de croissance	40
6.4.2	Le solaire photovoltaïque : une croissance accélérée	44
6.4.3	L'hydraulique : une technologie mature présentant encore des opportunités	48
6.4.4	Biogaz	49
6.4.5	La biomasse : une filière en cours de développement	49
6.4.6	Cogénération à partir d'énergies fossiles	50
6.4.7	Énergies renouvelables réparties	50
6.4.8	Biocarburants	51
6.5	Description des principales activités du Groupe	52
6.5.1	Éolien	52
6.5.2	Solaire photovoltaïque	61
6.5.3	Hydraulique	67
6.5.4	Biogaz	68
6.5.5	Biomasse	69
6.5.6	Cogénération et production thermique à partir d'énergies fossiles	69
6.5.7	Énergies renouvelables réparties	69
6.5.8	Biocarburants	70
6.5.9	Energies marines	70
6.5.10	Activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés (DVAS)	71
6.5.11	Activités d'Exploitation-Maintenance	71
6.6	Facteurs de dépendance	72
6.7	Environnement législatif et réglementaire	72
6.7.1	Le cadre international	72
6.7.2	La réglementation communautaire	72
6.7.3	Les réglementations nationales	73
6.8	Politique environnementale	75
6.8.1	Exigences environnementales	76
6.8.2	Mise en œuvre des engagements environnementaux	76
6.8.3	Informations environnementales	76

6.1 Présentation générale

Présent en Europe et en Amérique du Nord, EDF Energies Nouvelles est un leader sur le marché des énergies renouvelables. Avec un développement centré historiquement sur l'éolien et plus récemment sur le solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire, le Groupe est en outre présent à des degrés divers dans d'autres filières d'énergies renouvelables : petite hydraulique, biogaz, biomasse, biocarburants et énergies marines. Enfin, depuis 2008, il développe sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une capacité installée de 3 422,6 MW ⁽¹⁾ (dont 2 663,2 MW détenus en propre ⁽²⁾) et de 1 089,1 MW en construction (dont 672,0 MW devant être détenus en propre). Par ailleurs, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets en développement de plus de 18 300 MW (mises en construction incluses).

Le Groupe bénéficie actuellement d'un contexte de marché favorable pour les énergies renouvelables dans ses zones d'implantation, qui est sous-tendu par une triple dynamique, environnementale, réglementaire et technologique. Grâce aux politiques nationales et internationales qui soutiennent le développement des énergies non polluantes, le Groupe estime que ce contexte favorable devrait se maintenir dans les prochaines années. A ce titre, le Groupe bénéficie des diverses aides et subventions accordées aux producteurs d'énergies renouvelables.

L'éolien constitue plus de 85 % de la capacité installée du Groupe (avec 2 922,9 MW installés au 31 décembre 2010). Ses parcs éoliens sont implantés dans des zones géographiques soigneusement sélectionnées qui se caractérisent par leur stabilité politique et leur potentiel de croissance (États-Unis, Canada et pays européens – notamment France, Italie, Grèce, Portugal et Royaume-Uni). La diversification géographique permet au Groupe de se positionner sur les marchés les plus porteurs en termes de demande d'électricité verte et de limiter l'exposition du Groupe aux risques relatifs aux conditions climatiques, notamment au vent, et aux risques réglementaires. Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets éoliens en développement de 14 702 MW, dont 918,0 MW en construction.

Outre l'éolien, le Groupe se développe activement dans le solaire, principalement photovoltaïque, avec 3 646 MWc en développement (dont 162,6 MWc en construction) et 267,1 MWc installés au 31 décembre 2010. Il vise essentiellement dans ses pays d'implantation (France, Italie, Grèce, Espagne, États-Unis et Canada) le développement de centrales photovoltaïques au sol.

Le Groupe renforce également sa position dans le secteur des énergies renouvelables réparties, c'est-à-dire le marché des particuliers et des professionnels, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué, en s'appuyant depuis 2008 sur sa filiale à 50 %, EDF Energies Nouvelles Réparties, qui conçoit et commercialise des offres complètes aux clients intégrant plusieurs types d'énergies renouvelables et instruments de maîtrise de l'énergie.

Le Groupe est par ailleurs présent dans la petite hydraulique (avec 131,4 MW installés au 31 décembre 2010), les biogaz (avec 56,0 MW installés au 31 décembre 2010) et la biomasse (production d'électricité à partir de sous-produits de l'industrie agricole et forestière, avec 26 MW installés au 31 décembre 2010). Il exerce également une activité historique dans le secteur de la cogénération à partir de combustibles fossiles (avec 19,2 MW installés au 31 décembre 2010), secteur dont le Groupe se désengage progressivement. Enfin, il développe sa présence dans d'autres filières d'énergies nouvelles, telles que les biocarburants et les énergies marines.

Dans le cadre de son métier de producteur d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, le Groupe intervient à chaque étape de la production. Ainsi, le Groupe est actif en amont, dans le développement de projets, puis dans la construction de centrales électriques et enfin dans l'exploitation-maintenance des centrales électriques construites, chacune de ces activités pouvant être exercée pour compte propre ou pour compte de tiers. Dans le cadre de son activité de Développement de projets, le Groupe exerce également une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, qui consiste principalement à développer et construire des projets pour le compte de tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

(1) Capacité brute correspondant à la capacité totale des centrales électriques consolidées par le Groupe. Sauf indication contraire, les capacités des centrales électriques indiquées dans le présent document de référence sont des capacités brutes.

(2) Capacité nette correspondant à la part détenue par le Groupe dans les centrales électriques consolidées.

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée (en MW) du Groupe dans chaque filière et pays au 31 décembre 2010 :

Pays	Éolien	Solaire	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Cogénération	Total
Allemagne	7,6	-	-	-	-	-	7,6
Belgique	30,0	-	-	0,03	-	-	30,0
Bulgarie	-	-	113,0	-	-	-	113,0
Canada	-	58,7	-	-	-	-	58,7
Espagne	-	35,3	-	-	26,0	-	61,3
États-Unis	961,1	6,1	-	50,0	-	-	1 017,2
France	389,1	70,2	18,4	6,0	-	19,2	502,9
Grèce	251,4	6,0	-	-	-	-	257,4
Italie	365,0	90,8	-	-	-	-	455,8
Mexique	67,5	-	-	-	-	-	67,5
Portugal	495,8	-	-	-	-	-	495,8
Royaume-Uni	227,2	-	-	-	-	-	227,2
Turquie	128,2	-	-	-	-	-	128,2
TOTAL	2 922,9	267,1	131,4	56,0	26,0	19,2	3 422,6

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée détenue en propre (en MW) par le Groupe dans chaque filière et pays au 31 décembre 2010 :

Pays	Éolien	Solaire	Hydraulique	Biogaz	Biomasse	Cogénération	Total
Allemagne	7,6	-	-	-	-	-	7,6
Belgique	5,5	-	-	0,03	-	-	5,5
Bulgarie	-	-	84,5	-	-	-	84,5
Canada	-	58,7	-	-	-	-	58,7
Espagne	-	22,7	-	-	18,2	-	40,9
États-Unis	878,1	6,1	-	50,0	-	-	934,2
France	355,4	69,4	18,4	5,5	-	6,7	455,4
Grèce	232,1	6,0	-	-	-	-	238,1
Italie	182,5	70,3	-	-	-	-	252,8
Mexique	67,5	-	-	-	-	-	67,5
Portugal	302,9	-	-	-	-	-	302,9
Royaume-Uni	163,2	-	-	-	-	-	163,2
Turquie	51,9	-	-	-	-	-	51,9
TOTAL	2 246,7	233,2	102,9	55,5	18,2	6,7	2 663,2

Au 31 décembre 2010, la capacité cumulée en service et en construction détenue en propre par le Groupe (toutes filières confondues) s'élève à 4 511,7 MW (dont 3 335,2 MW nets), soit une progression de près de 18,6 % par rapport à 2009.

6.2 Les atouts du Groupe

Une dynamique sectorielle importante, une implantation géographique diversifiée, une expertise technique, des ressources humaines de qualité et un portefeuille d'installations et de projets important sont autant d'atouts qui permettent aujourd'hui à EDF Energies Nouvelles de s'affirmer comme un leader du secteur, disposant d'une solide assise internationale sur le marché de la production d'électricité verte. EDF Energies Nouvelles considère que ses principaux atouts concurrentiels sont les suivants :

Un leader sur le marché des énergies renouvelables

EDF Energies Nouvelles est un acteur d'envergure internationale du secteur de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Le Groupe s'appuie sur une capacité installée, au 31 décembre 2010, de 3 422,6 MW, auxquels s'ajoute la construction de 13 parcs éoliens, 35 centrales solaires photovoltaïques et plusieurs unités biogaz à travers le monde, qui représentent 1 089,1 MW supplémentaires.

Présent à l'étranger depuis le début de son activité, EDF Energies Nouvelles a désormais une présence internationale bien établie ; au 31 décembre 2010, plus de 85 % de la capacité du Groupe était installée hors de France, dont près de 30 % aux États-Unis. Centré sur l'Europe et les États-Unis, le Groupe est également présent au Canada et au Mexique dans la réalisation de totale installée à 350 MWc et en Inde dans des activités d'Exploitation-Maintenance.

De par sa taille et ses besoins, le Groupe représente une puissance d'achat importante vis-à-vis de ses fournisseurs, notamment les fabricants de turbines éoliennes ainsi que les constructeurs et autres opérateurs intervenant dans le processus de mise en service de centrales éoliennes et solaires.

Une dynamique sectorielle forte

Le marché des énergies renouvelables est un marché en très forte croissance bénéficiant de multiples opportunités, notamment en Europe et en Amérique du Nord. Ce marché est actuellement porté par une triple dynamique à la fois environnementale, réglementaire et technologique. La préservation de l'environnement est en effet devenue aujourd'hui une préoccupation importante à travers le monde. La prise de conscience croissante des particuliers ainsi que des pouvoirs publics des problématiques environnementales a considérablement favorisé le développement des énergies renouvelables.

Dans ce cadre, à l'échelle internationale, européenne et nationale, les autorités prennent des mesures fixant des dispositifs-cadre favorables au développement des énergies renouvelables. Le Protocole de Kyoto du 11 décembre 1997 et les directives européennes de 2001 et 2009 relatives à la promotion des énergies

renouvelables ont fixé des objectifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et ont ainsi enclenché l'adoption de mesures destinées à promouvoir les énergies renouvelables à l'échelon national par chaque pays membre de l'Union Européenne. Aux États-Unis, les énergies renouvelables bénéficient d'incitation sous forme de crédits d'impôt (*Production Tax Credit, Investment Tax Credit*) et font l'objet de quotas minimums à respecter (*Renewable Portfolio Standards*) dans certains États.

La prise de conscience des enjeux environnementaux a également encouragé la recherche afin de développer des techniques permettant l'utilisation optimale des énergies renouvelables. Il existe aujourd'hui diverses techniques de production d'énergies renouvelables, en particulier les éoliennes, le solaire, l'hydraulique, les biogaz ou encore la biomasse. Les efforts de recherche-développement se poursuivent afin de perfectionner les technologies développées et notamment améliorer leur productivité à long terme et en réduire les coûts.

Un profil unique d'opérateur intégré et diversifié

Le Groupe a développé une présence stratégique sur chacun des principaux segments du marché de la production d'électricité à partir des énergies renouvelables. Grâce à son expertise technique et à la qualité de ses équipes, le Groupe est un opérateur intégré, actif dans le développement, la construction, le montage des financements, l'exploitation et la maintenance de centrales électriques ainsi que dans le secteur de l'ingénierie financière, avec son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés. Dans la construction et l'exploitation-maintenance de centrales électriques, le Groupe intervient tant pour son compte propre que pour le compte de tiers.

Fort de son implantation internationale, EDF Energies Nouvelles met en œuvre une politique de gestion dynamique des risques affectant l'activité des Énergies Renouvelables. La diversité géographique de ses implantations (dix pays européens, États-Unis, Canada et Mexique) permet au Groupe de répartir efficacement les risques affectant son activité en limitant non seulement les risques liés aux conditions climatiques (notamment le vent pour les éoliennes) mais également les risques liés aux modifications réglementaires dans les marchés sur lesquels opère le Groupe. Enfin, cette présence internationale permet au Groupe de bénéficier des opportunités de croissance dans ses diverses zones d'implantation géographique.

Une croissance soutenue et visible

EDF Energies Nouvelles a mis en place une stratégie de croissance soutenue à court terme dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ses deux axes de développement prioritaires, et à moyen terme dans un certain nombre d'autres filières d'énergies renouvelables.

Le Groupe continue de renforcer sa présence dans la filière éolienne terrestre. En s'appuyant sur l'expérience résultant de plusieurs années de prospection et de développement, le Groupe dispose au 31 décembre 2010 d'un portefeuille de projets éoliens de 14 702 MW (dont 918,0 MW en construction, 1 364 MW autorisés, 5 774 MW en développement avancé et 6 646 MW en développement préliminaire). Par ailleurs, le Groupe reste attentif aux opportunités qui pourraient se présenter dans un certain nombre d'autres pays, sous réserve que ceux-ci apportent la stabilité, la visibilité réglementaire et les conditions de rentabilité qui font partie des grands principes de développement du Groupe. C'est dans ce cadre qu'il a pris position en Turquie en 2008, en acquérant 50 % du capital de Polat Enerji.

Par ailleurs, le Groupe étend son activité au-delà de la filière éolienne terrestre et poursuit son développement sur les autres filières de production d'électricité à partir de sources renouvelables, particulièrement le solaire photovoltaïque pour lequel il dispose au 31 décembre 2010 d'un portefeuille de projets de 3 646 MWc (dont 162,6 MWc en construction, 99 MWc autorisés et 3 384 MWc en développement). Parallèlement, EDF Energies Nouvelles poursuit ses efforts de recherche-développement en matière de biogaz, de biomasse, de biocarburants ou encore d'éolien *offshore*.

Une organisation industrielle efficace mise en œuvre par des équipes solides et expérimentées

EDF Energies Nouvelles dispose d'une équipe de direction solide et dynamique et d'équipes locales expérimentées dans le secteur des énergies renouvelables et bien implantées localement. En particulier, Pâris Mouratoglou, fondateur du Groupe, est un acteur historique du secteur des énergies renouvelables et un pionnier renommé en matière d'énergies vertes. Le Groupe s'est également entouré de cadres de haut niveau qui lui apportent une expérience confirmée dans tous les domaines de la gestion et du développement du Groupe.

La qualité et l'expérience de ses ressources humaines a ainsi permis au Groupe de parfaire sa compétence technique, qui s'étend désormais à toutes les grandes étapes du développement d'un projet éolien ou solaire photovoltaïque, du financement de projets à la vente de centrales clé en main en passant par l'analyse des conditions de vent ou d'ensoleillement et la construction des centrales. Cette compétence est un atout essentiel pour permettre au Groupe d'anticiper les évolutions techniques et développer de nouvelles technologies dans le secteur en perpétuelle mouvance des énergies renouvelables.

Une expertise dans le financement de projets et le Développement-Vente d'Actifs Structurés

Fort de son expérience dans le développement de parcs éoliens depuis plusieurs années, le Groupe et ses équipes ont acquis une expertise dans le montage de projets et plus particulièrement l'ingénierie en financement de projets (sans recours ou à recours limité). Le Groupe parvient ainsi à optimiser et renforcer ses financements en y associant, le cas échéant, des partenaires financiers (États-Unis) ou des partenaires industriels (Grèce, Turquie).

Le Groupe dispose également d'une solide expérience dans le développement et la construction pour compte de tiers de projets éoliens et solaires (activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés). Cette activité lui permet chaque année de couvrir la plus grande partie de ses frais de développement et de structure (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence).

Une performance financière solide

Au cours des dernières années, le Groupe a démontré qu'il disposait d'une capacité financière solide qui repose à la fois sur la croissance forte et rapide de son résultat opérationnel (24,9 % entre 2009 et 2010) et de sa capacité installée (16 % de MW bruts supplémentaires installés entre 2009 et 2010) ainsi que sur une rentabilité établie et en progression. Ce succès est notamment le fruit de la récurrence des revenus sécurisés par des contrats de vente d'électricité à long terme, ainsi que d'une politique de sélection rigoureuse des nouveaux projets, déterminée selon des critères de rentabilité stricts et d'équilibre des risques. Par ailleurs, le recours à la technique des financements de projets sans recours ou à recours limité permet de créer des postes étanches les uns par rapport aux autres, et de ce fait d'avoir un niveau d'endettement élevé en réduisant le risque porté par l'ensemble du Groupe (contrairement à un endettement par financements *corporate*).

Le soutien d'un leader européen de l'énergie, EDF

Outre son expérience propre, le Groupe bénéficie de l'adossement et de la renommée mondiale du groupe EDF, l'un des leaders de la production, la distribution et la commercialisation d'électricité en Europe, ainsi que de l'accès à ses ressources de recherche et développement. Ce partenariat articulé autour d'un projet industriel précis et cohérent permet également au Groupe de développer des relations étroites avec les autres entités du groupe EDF, comme EDF Energy au Royaume-Uni.

6.3 Stratégie

Dans un marché en pleine croissance, le Groupe a l'ambition de conforter sa position d'acteur de référence dans le secteur des énergies renouvelables en Europe et en Amérique du Nord, en restant présent sur les principaux segments de la chaîne de valeur de la production d'énergie verte. Sa stratégie s'articule autour des grands axes suivants :

Poursuivre le renforcement de l'éolien terrestre

Aujourd'hui, la filière de production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre est en phase de croissance importante ; le Groupe, pour lequel cette filière constitue actuellement sa principale activité, a pour objectif de conforter sa position d'acteur de référence dans le secteur de l'éolien en Europe et en Amérique du Nord. En particulier, il entend tirer parti de son expertise technique en poursuivant le développement du portefeuille de projets existant qui s'élève actuellement à 14 702 MW, dont 918,0 MW en cours de construction.

Pour ce faire, le Groupe entend notamment valoriser son expérience des partenariats créateurs de valeur pour chacune des parties (à l'image de ses partenariats en Grèce et en Italie) et permettant le développement de projets d'envergure.

En outre, le Groupe, à l'image de l'acquisition de 50 % de Polat Enerji en Turquie en 2008, se réserve la possibilité, le cas échéant, de procéder à des opérations de croissance externe rigoureusement sélectionnées, qui contribueraient à accélérer son développement et renforcer son portefeuille de parcs et de projets.

Assurer le développement du solaire photovoltaïque

Depuis 2008, le Groupe a décidé d'accélérer son développement dans la filière solaire photovoltaïque. Il dispose d'un portefeuille de projets de grande qualité, réparti dans les divers pays où le Groupe entend développer prioritairement cette activité. Ainsi, au 31 décembre 2010, le Groupe disposait de 3 646 MWc de projets en développement, dont 162,6 MWc en construction et 99 MWc autorisés, qui se situaient principalement en France, en Espagne, aux États-Unis, en Italie, en Grèce et au Canada.

Le développement de cette filière s'appuie sur l'expertise acquise par le Groupe dans l'éolien, expertise qui est dupliquée en termes de développement, de business model et de financement. En particulier, le Groupe porte une grande attention à son approvisionnement en panneaux solaires, en veillant à diversifier tant les fournisseurs que les technologies (silicium cristallin, couches minces).

Développer les relais de croissance, en particulier dans les énergies réparties

Outre la filière éolienne terrestre et le solaire photovoltaïque, actuels axes de développement prioritaires du Groupe, le Groupe entend poursuivre le renforcement de sa position dans le secteur des énergies renouvelables réparties, c'est-à-dire le marché des particuliers et des professionnels, prioritairement dans le

solaire photovoltaïque distribué. Cette activité est conduite par l'intermédiaire d'EDF Energies Nouvelles Reparties, société détenue à parité avec EDF et consolidée par intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles.

EDF Energies Nouvelles développe également son activité sur des filières qui devraient atteindre un stade de maturité à moyen terme, tout en faisant preuve d'une sélectivité forte :

- éolien *offshore* : impliqué dans deux grands projets d'éoliennes *offshore* en Belgique (C-Power) et en Angleterre (parc de Teesside), le Groupe envisage de développer davantage cette filière, notamment dans le cadre de l'appel d'offres que devait lancer le gouvernement français dans le domaine de l'éolien *offshore* ;
- biogaz (gaz de décharge) : Verdesis, filiale du Groupe, est présente dans la commercialisation, l'installation et la maintenance d'équipements de traitement de biogaz issu de centres d'enfouissement, de stations d'épuration ou de la méthanisation de déchets agricoles en Europe. Le Groupe a également acquis en 2010 la société Beacon Landfill Gas Holding, spécialiste américain des installations de biogaz ;
- biomasse : le Groupe poursuit ses efforts en matière de biomasse, avec notamment une usine combinant cogénération et biomasse en Espagne ;
- biocarburants : le Groupe détient depuis 2007 une participation de 25 % dans la société Alcogroup, un des leaders européens de la distribution d'éthanol, détenant également 51 % dans une usine de production de bioéthanol à Gand en Belgique ;
- énergies marines : le Groupe mène des études dans ce secteur, notamment en France. C'est dans ce cadre que s'inscrit l'accord de partenariat conclu en 2009 avec DCNS.

Poursuivre le développement de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés

Le Groupe conduit son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés dans une perspective de couverture de la majeure partie de ses frais de développement et de structure. En outre, cette activité lui permet de procéder à une optimisation et à la respiration de son portefeuille. En effet, certains projets développés par le Groupe s'avèrent ne pas satisfaire les critères d'investissement du Groupe mais peuvent toutefois être attrayants pour d'autres investisseurs. Dans ces circonstances, le Groupe peut décider de mener à terme le développement de ces projets pour les céder en fin de développement ou à l'achèvement de la construction, avec pour objectif de générer ainsi des profits.

L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés est particulièrement importante dans l'éolien aux États-Unis, où certaines utilities ont pour politique d'être propriétaires de centrales et de ne pas être acheteurs d'électricité produite par des tiers, ainsi que dans le solaire photovoltaïque en Europe. Le Groupe entend renforcer sa position d'acteur majeur sur ces marchés.

Affirmer son intégration dans la chaîne de valeur de l'électricité verte

EDF Energies Nouvelles entend confirmer sa présence sur l'ensemble de la chaîne de valeur de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, tant en qualité de développeur, de propriétaire/investisseur qu'en qualité d'exploitant, et en renforcer les synergies.

D'une part, le Groupe combine ses rôles de développeur et propriétaire/investisseur. En particulier, dans le cadre de la croissance du Groupe, les phases en amont de détection, de développement et de structuration des projets et ensuite de construction des centrales de production, demeurent une activité prépondérante du Groupe qui permet de conserver la valeur créée lors de ces phases. D'autre part, la gestion d'actifs en qualité de propriétaire des centrales ainsi que l'exploitation-maintenance d'installations pour son compte propre ou pour le compte de tiers permettent d'assurer la qualité des installations industrielles et la pérennité de l'activité du Groupe à terme.

Depuis l'acquisition d'enXco aux États-Unis en 2002, le Groupe maîtrise chacun de ces rôles aux États-Unis, avec une compétence historique dans la gestion, l'exploitation et la maintenance de centrales éoliennes, activité qu'enXco exerce de longue date pour ses propres centrales et pour le compte de tiers. Le Groupe développe actuellement ses compétences d'exploitation-maintenance en Europe également, en les déployant progressivement sur ses parcs éoliens. Il s'appuie notamment sur sa filiale Reetec pour la maintenance lourde, ainsi que sur le centre de conduite des opérations et de stockage de Béziers.

Poursuivre un développement international maîtrisé

La diversification des activités du Groupe à l'échelle internationale permet à EDF Energies Nouvelles une meilleure gestion des risques liés aux conditions climatiques, géographiques, politiques, réglementaires, conjoncturelles et technologiques.

Le Groupe applique sa stratégie à l'échelle internationale tout en menant une approche locale dans chacun des pays dans lesquels il intervient. Le Groupe se développe dans des pays offrant à la fois un potentiel naturel, une stabilité politique et un environnement

réglementaire favorable. EDF Energies Nouvelles a procédé par déploiement dans un grand nombre de pays porteurs puis par recentrage sur les marchés les plus favorables. Aujourd'hui, le Groupe cible l'Europe, et prioritairement la France, l'Italie, le Royaume-Uni, la Grèce, la Turquie, et le Portugal, ainsi que l'Amérique du Nord. Il pourrait envisager à plus ou moins long terme de s'implanter sur d'autres marchés offrant un potentiel de développement de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, sous réserve de la présence des critères de stabilité, croissance et visibilité réglementaire indispensables pour sécuriser la rentabilité de cette activité à forte intensité capitalistique ainsi que de pouvoir y utiliser la technique du financement de projet sans recours ou à recours limité.

Le développement à l'international du Groupe s'appuie sur un mode opératoire local. En effet, le Groupe noue des alliances avec des acteurs qui maîtrisent les particularités des marchés locaux par la conclusion de partenariats (comme en Turquie dans l'éolien en 2008) ou par l'acquisition d'opérateurs locaux (comme aux États-Unis dans le biogaz en 2010).

Poursuivre sa politique de limitation des risques et de maîtrise des coûts

EDF Energies Nouvelles entend continuer d'inscrire son développement dans une politique de risques et de coûts maîtrisés. Ses contrats de vente d'électricité sont, pour la plupart, des contrats à long terme, d'une durée d'environ 15 à 20 ans, qui imposent à l'acheteur de se porter acquéreur de toute l'électricité produite, quel que soit le jour ou l'heure de l'année, et à prix fixé pour toute la durée du contrat. Par ailleurs, le combustible utilisé par la plupart de ses centrales est soit à coût nul (vent, soleil, eau), soit en quantité a priori suffisante au vu du dimensionnement de l'unité et à coût limité et fixé par avance (biomasse). EDF Energies Nouvelles entend également poursuivre ses efforts de maîtrise des coûts de revient, notamment grâce à sa puissance d'achat.

En s'appuyant sur cette combinaison d'un contrat de vente long terme à prix fixe, d'un approvisionnement en combustible à long terme à prix nul ou limité, d'un coût d'investissement initial maîtrisé ainsi que sur l'optimisation des avantages fiscaux offerts aux unités renouvelables, le Groupe continuera de financer ses projets d'investissement par des financements long terme sans recours ou avec un recours limité auprès des actionnaires du projet.

6.4 Présentation du marché et position concurrentielle

Le marché des énergies renouvelables bénéficie actuellement d'une triple dynamique à la fois en termes de besoins en énergie, de préservation de l'environnement et de création d'emploi. La pérennité des énergies renouvelables représente en effet une réponse durable aux besoins en énergie dans un contexte d'épuisement des énergies fossiles mais aussi de volonté pour certains pays d'assurer leur indépendance énergétique.

Le déploiement des énergies renouvelables, en assurant l'énergie de demain tout en préservant la planète, répond également à la problématique majeure du réchauffement planétaire. Enfin, le besoin inéluctable des énergies renouvelables devrait représenter un moteur pour la création de nouvelles industries et ainsi créer de nombreux emplois verts à long terme.

A l'échelle internationale, le Protocole de Kyoto du 11 décembre 1997 fixe des dispositifs-cadre favorables au développement des énergies renouvelables. Ce protocole, ratifié par l'Union Européenne en 2002, a notamment inscrit la promotion de l'électricité à partir d'énergies renouvelables au premier rang de ses priorités (voir le paragraphe 6.7 du présent document de référence).

La directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (dite directive « Énergies Renouvelables ») a par ailleurs fixé des objectifs spécifiques ambitieux à atteindre par les pays membres de l'Union Européenne en termes de part d'électricité consommée produite à partir de sources d'énergie renouvelable en 2010. La directive « Énergies Renouvelables » fixait ainsi un objectif moyen de 21 % pour l'Union Européenne à cette échéance.

Le tableau ci-dessous présente les objectifs fixés par la directive « Énergies Renouvelables » en termes de part d'électricité consommée produite à partir de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 pour l'Europe des 27 ainsi que les niveaux atteints au 31 décembre 2009 :

Pays	Objectif 2010 assigné par la directive « Énergies Renouvelables » (en %)	Niveau réel au 31 décembre 2009 (en %)
Allemagne	12,5 %	16,1 %
Autriche	78,1 %	65,3 %
Belgique	6,0 %	5,9 %
Bulgarie	11,0 %	8,3 %
Chypre	6,0 %	0,3 %
Danemark	29,0 %	27,5 %
Espagne	29,4 %	26,0 %
Estonie	5,1 %	2,7 %
Finlande	31,5 %	25,9 %
France	21,0 %	13,5 %
Hongrie	3,6 %	7,3 %
Grèce	20,1 %	9,2 %
Italie	25,0 %	20,3 %
Irlande	13,2 %	14,4 %
Lettonie	49,3 %	49,2 %
Lituanie	7,0 %	5,5 %
Luxembourg	5,7 %	3,6 %
Malte	5,0 %	0,1 %
Pologne	7,5 %	5,9 %
Pays-Bas	9,0 %	9,3 %
Portugal	39,0 %	33,5 %
République tchèque	8,0 %	6,8 %
Roumanie	33,0 %	31,6 %
Royaume-Uni	10,0 %	6,7 %
Slovaquie	31,0 %	18,3 %
Slovénie	33,6 %	36,8 %
Suède	60,0 %	56,1 %
TOTAL UNION EUROPÉENNE (27 PAYS)	21 %	18,2 %

Source : Baromètre européen 2010, 10^e bilan – État des énergies renouvelables, EurObserv'ER.

La directive relative européenne 2009/28/CE du 23 avril 2009 à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables assure la continuité avec les objectifs ambitieux de la directive 2001/77/CE.

Elle fixe pour objectif que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie dans l'Union Européenne (27 pays) atteigne 20 % d'ici 2020. Pour cela, la directive fixe également des objectifs nationaux pour chaque État membre :

	Objectif pour la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2020	Niveau réel au 31 décembre 2009 (en %)
Allemagne	18 %	9,7 %
Autriche	34 %	29,2 %
Belgique	13 %	3,8 %
Bulgarie	16 %	11,5 %
Chypre	13 %	3,8 %
Danemark	30 %	19,7 %
Espagne	20 %	13,0 %
Estonie	25 %	22,7 %
Finlande	38 %	29,8 %
France	23 %	12,4 %
Grèce	18 %	7,9 %
Hongrie	13 %	9,5 %
Irlande	16 %	5,1 %
Italie	17 %	7,8 %
Lettonie	40 %	36,8 %
Lituanie	23 %	16,9 %
Luxembourg	11 %	2,8 %
Malte	10 %	0,7 %
Pays-Bas	14 %	4,2 %
Pologne	15 %	9,4 %
Portugal	31 %	25,7 %
République tchèque	13 %	8,5 %
Roumanie	24 %	21,6 %
Royaume-Uni	15 %	2,9 %
Slovaquie	14 %	10,0 %
Slovénie	25 %	17,5 %
Suède	49 %	50,2 %

L'approche globale consiste à laisser les États membres libres de déterminer les moyens de réaliser leur objectif national. Cependant, chaque État membre devrait parvenir à une part minimum de 10 % d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans le secteur des transports en 2020.

En France, l'arrêté du 7 juillet 2006 a fixé des objectifs ambitieux en matière de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables pour 2010 et 2015. Le souci des pouvoirs publics d'encourager le développement des énergies renouvelables a encore été réaffirmé à l'occasion du Grenelle de l'Environnement en 2008. Le tableau ci-dessous présente les objectifs de la France pour 2010 et 2015 (en mégawatts) tels que fixés par l'arrêté de 2006.

Production d'électricité renouvelable	Objectif 2010 (MW)	Objectif 2015 (MW)
Biomasse	1 000	2 000
Biogaz	100	250
Déchets ménagers et assimilés	200	300
Éolien	13 500	17 000
Géothermie	90	200
Hydraulique	500	2 000
Solaire photovoltaïque	160	500

Source : Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, novembre 2006.

Aux États-Unis, bien que n'ayant pas ratifié le Protocole de Kyoto, les autorités ont néanmoins mis en œuvre une politique de soutien aux énergies renouvelables. Au niveau fédéral, le point central du programme d'incitation à la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables est un système de crédit d'impôt (*Production Tax Credit, Investment Tax Credit*). Ce système est complété au niveau des États par les *Renewable Portfolio Standards*, qui sont des normes fixant par État un objectif à atteindre en termes d'énergie consommée devant être produite à partir de sources d'énergie renouvelables. Près d'une trentaine d'États ont adopté des *Renewable Portfolio Standards*, qui fixent des objectifs d'énergie produite à partir de sources renouvelables, voire prévoient des sanctions en cas de non-respect de ces objectifs. La mise en place de la nouvelle administration américaine en 2009 a été marquée par l'annonce d'un soutien renforcé en faveur du développement des énergies renouvelables, manifesté notamment par le renouvellement de la *Production Tax Credit* jusqu'en 2012, la possibilité pour les développeurs de choisir entre la *Production Tax Credit* et l'*Investment Tax credit* (ITC) et, pour les parcs dont la construction démarre avant fin 2011, d'opter pour un versement en numéraire du montant de l'ITC.

La prise de conscience des enjeux environnementaux a également encouragé la recherche afin de développer des techniques permettant l'utilisation optimale des énergies renouvelables. Il existe aujourd'hui diverses filières de production d'énergies renouvelables, en particulier les éoliennes, le solaire, l'hydraulique, les biogaz, les biocarburants ou encore la biomasse. Les efforts de recherche-développement se poursuivent afin de perfectionner les technologies développées et notamment d'améliorer leur productivité et d'en réduire les coûts.

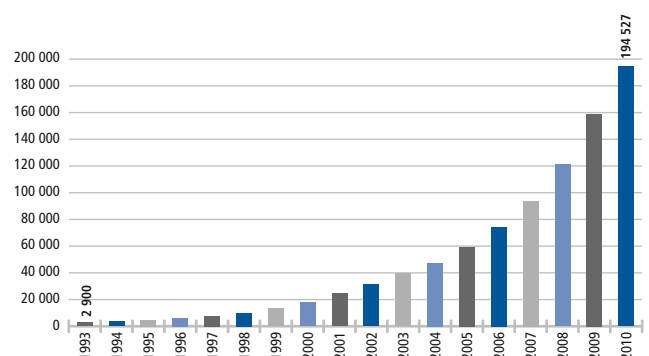
Dans ce contexte, le Groupe intervient dans les quatre principales filières de la production d'électricité verte : l'éolien, le solaire, l'hydraulique et la biomasse. Au cours des dernières années, sous l'impulsion des politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables, ces filières, notamment les filières éolienne et solaire, ont connu un développement significatif. Alors qu'aux États-Unis le gouvernement a confirmé son intention de poursuivre sa politique de développement des énergies renouvelables (au travers notamment de l'extension de la *Production Tax Credit* jusqu'en 2012 et de l'*Investment Tax Credit* jusqu'en 2016), l'Union Européenne, elle, a fixé des objectifs clairs dans les directives relatives à la promotion des énergies renouvelables qui, bien qu'indicatifs, engagent fortement les États membres.

6.4.1 L'ÉOLIEN : UN MARCHÉ PRÉSENTANT D'ATTRAYANTES PERSPECTIVES DE CROISSANCE

L'éolien dans le monde

Depuis 1993, l'éolien a connu un développement exponentiel à travers le monde, passant de moins de 3 000 MW de puissance cumulée dans le monde à près de 195 000 MW fin 2010.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne cumulée dans le monde depuis 1993 (en MW) :



Source : Observ'ER.

Cette progression a été particulièrement soutenue depuis 1997, avec l'adoption du Protocole de Kyoto et le renforcement des mesures de soutien à la production d'électricité à partir d'énergie éolienne (notamment la directive européenne « Énergies Renouvelables » en Europe).

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne cumulée et de la capacité éolienne installée annuellement dans le monde depuis 2002 :

Année	Capacité installée annuellement (en MW)	Évolution/année précédente	Capacité cumulée (en MW)	Évolution/année précédente
2002	n.a.	n.a.	31 412	n.a.
2003	7 951	n.a.	39 363	25,3 %
2004	8 153	2,5 %	47 516	20,7 %
2005	10 321	26,6 %	59 235	24,6 %
2006	15 155	46,8 %	74 390	25,6 %
2007	19 518	28,8 %	93 908	26,2 %
2008	27 095	38,8 %	121 003	28,8 %
2009	37 917	39,9 %	158 920	31,3 %
2010	35 717	(6,1) %	194 527	22,4 %

Source : Systèmes Solaires, Baromètres éoliens 2006 à 2011, EurObserv'ER.

Au cours de l'année 2010, une capacité supplémentaire de 35 717 MW a été installée ; la capacité éolienne mondiale s'établit désormais à 194 527 MW. La croissance des capacités en 2010 a été moindre qu'en 2009 du fait du ralentissement des marchés européen et américain, dans un contexte de crise économique et de difficultés de financement ; les capacités ont néanmoins fortement

augmenté, avec une croissance de 22,4 %. Le marché chinois est le premier marché mondial de l'éolien (avec 16 500 MW installés en 2010) devant les États-Unis (avec 5 115 MW installés en 2010). Les États-Unis sont désormais le deuxième pays, après la Chine (42 287 MW fin 2010), disposant de la plus grande capacité éolienne installée au monde (avec 40 180 MW fin 2010).

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne installée cumulée dans le monde en 2009 et 2010, en distinguant les grandes zones géographiques :

Zones géographiques	Capacité cumulée fin 2009 (en MW)	Capacité cumulée fin 2010 (en MW)	Capacité installée en 2010 (en MW)	Augmentation 2009/2010 (en %)
Amérique du Nord	38 405	44 189	5 805	15,0 %
Europe	76 483	86 213	9 798	13,0 %
Asie	39 639	58 641	19 022	47,5 %
Autres régions du monde	4 393	5 484	1 092	25,0 %
TOTAL DE LA CAPACITÉ CUMULÉE (EN MW)	158 920	194 527	35 717	18,5 %

Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2011, EurObserv'ER.

En termes de capacité installée cumulée fin 2010, la Chine, les États-Unis, l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie étaient les cinq principaux marchés de l'éolien, représentant près de 70 % de la capacité installée dans le monde. L'Union Européenne représentait 43 % de la puissance éolienne installée dans le monde.

L'éolien en Europe

En 2010, la capacité éolienne cumulée installée dans l'Union Européenne a atteint 84 339 MW contre 75 106 MW à la fin 2009, soit une augmentation de 12,3 %. 9 301 MW de capacité éolienne ont ainsi été installés au cours de l'année 2010 dans l'Union Européenne et 9 798 MW dans l'ensemble de l'Europe (Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2011, EurObserv'ER).

En 2010, les pays européens ayant connu l'installation de capacité éolienne la plus importante étaient respectivement l'Allemagne (1 551 MW), l'Espagne (1 515 MW), la France (1 034 MW), l'Italie (899 MW) et le Royaume-Uni (779,8 MW). En capacité installée cumulée, deux pays disposent d'une capacité supérieure à 10 GW, l'Allemagne (27 214 MW) et l'Espagne (20 676 MW), et, outre ces derniers, onze pays disposent d'une capacité installée supérieure à 1 GW, l'Italie (5 797 MW), la France (5 660 MW), le Royaume-Uni (5 203,8 MW), le Portugal (3 897,8 MW), le Danemark (3 800 MW), les Pays-Bas (2 245 MW), la Suède (2 163 MW), l'Irlande (1 428 MW), la Grèce (1 208 MW), la Pologne (1 185 MW) et l'Autriche (1 010,6 MW).

L'éolien en France

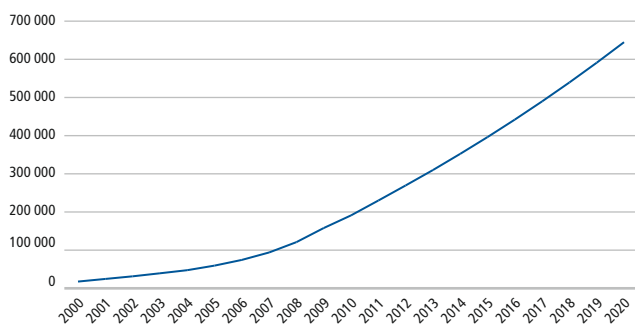
Avec une capacité cumulée totale installée de 5 660 MW fin 2010 contre 4 626 MW fin 2009, la France (DOM TOM inclus) a connu une augmentation de 22,3 % par rapport à 2009 ; la croissance demeure donc très élevée, même si elle est moindre qu'en 2009 (27,6 %) (Source : *Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2011, EurObserv'ER*).

La présence des quatre leaders mondiaux de la construction d'éoliennes (Vestas, Gamesa, Enercon et General Electric Wind) sur le marché national démontre que le marché de l'éolien en France est désormais considéré comme incontournable.

Perspectives

Selon Emerging Energy Research (*Global Renewable Power Generation forecasts 2009-2010, Emerging Energy Research, juillet 2009*), la capacité éolienne totale installée cumulée dans le monde devrait atteindre plus de 640 000 MW en 2020, soit plus du triple de la capacité actuelle. La capacité annuelle installée devrait atteindre près de 54 000 MW en 2020. L'Amérique du Nord et l'Union Européenne devraient connaître une croissance significative, représentant près de la moitié de la capacité installée supplémentaire dans le monde entre 2010 et 2020. L'Asie devrait également connaître un développement très important, particulièrement en Chine et, dans une moindre mesure, en Inde.

Le graphique ci-dessous présente le développement de la capacité éolienne installée dans le monde (en MW) depuis 2000 et les prévisions de croissance pour 2010-2020 :



Sources : EurObserv'ER / Emerging Energy Research.

Principaux acteurs et position concurrentielle

En 2010, le Groupe estimait être le 8^e acteur mondial du secteur de l'éolien en termes de capacité installée (Source : *capacités rendues publiques par les entreprises du secteur fin 2010*). Ses principaux concurrents sont essentiellement les producteurs et/ou distributeurs historiques d'électricité, comme les Espagnols Iberdrola Renovables, Acciona et Endesa, le portugais Energias de Portugal Renovaveis (EDP) ou l'italien Enel Green Power et les grandes *utilities* américaines, telles que Florida Power & Light (FPL).

La plupart de ces grands concurrents disposent d'une diversification géographique limitée comparée à EDF Energies Nouvelles et sont principalement présents sur leur marché domestique. A l'inverse, EDF Energies Nouvelles est historiquement présent tant en Amérique du Nord qu'en Europe, où il est implanté dans dix pays. En outre, son marché historique, la France, ne représente qu'environ 13 % de sa capacité éolienne installée au 31 décembre 2010, contre environ 35 % pour le reste de l'Europe (Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie, Allemagne, Belgique, Turquie) et 52 % pour l'Amérique du Nord (États-Unis, essentiellement, et Mexique).

Dans les pays européens où il est présent, le Groupe figure souvent parmi les premiers acteurs de l'éolien. En France, le Groupe est un leader dans la production d'électricité à partir d'énergie éolienne. Au Portugal, au travers de sa filiale EDF EN Portugal, EDF Energies Nouvelles est le cinquième acteur éolien en termes de capacité installée (Source : *Étude Inegi-Energia Eólica em Portugal, décembre 2010*) tandis qu'en Grèce, le Groupe est le deuxième acteur éolien en termes de capacité installée (Source : *Hellenic Wind Energy Association*). Au Royaume-Uni, le Groupe dispose d'une capacité installée de 227,2 MW. En Italie fin décembre 2010, le Groupe disposait de six parcs éoliens d'une capacité cumulée de 365,0 MW. En Allemagne, le Groupe, présent à travers sa filiale enXco GmbH, n'a qu'une présence limitée sur ce marché éolien ancien et proche de la saturation.

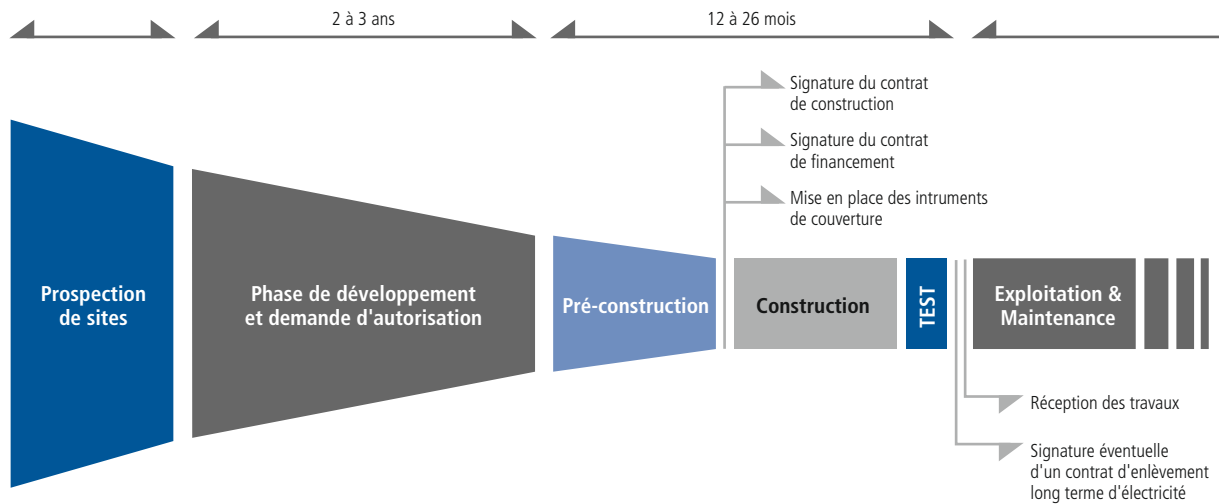
Aux États-Unis, le Groupe, par le biais de sa filiale enXco, est aujourd'hui l'un des premiers acteurs américains dans le développement et la construction de parcs éoliens (Source : *American Wind Energy Association*). Le Groupe est également présent au Canada, où il développe des projets éoliens d'une capacité cumulée de 1 003,2 MW au Québec, ainsi qu'au Mexique, où il dispose d'un parc éolien de 67,5 MW.

De manière générale, la compétitivité des acteurs des marchés des énergies renouvelables se mesure à la performance des sites de production, la qualité des technologies utilisées, les prix pratiqués ainsi qu'à l'étendue et la qualité des services fournis (y compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

Économie d'un projet éolien

Les différentes étapes nécessaires pour mettre en exploitation une centrale éolienne s'écoulent sur plusieurs années (en moyenne 3 à 6 ans). On distingue trois étapes : (i) la prospection/développement, (ii) la construction, et (iii) l'exploitation-maintenance.

Le graphe ci-dessous présente le calendrier-type de réalisation d'un parc éolien :



La prospection de sites et le développement du projet éolien

Le développement d'un projet éolien débute par la sécurisation du foncier ; le Groupe identifie un site d'implantation de parc éolien et conclut une promesse de bail afin de s'assurer de sa disponibilité. Ces promesses de bail sont généralement d'une durée de 3 à 5 ans (avec reconduction tacite par période d'un an) et sont dépourvues d'indemnité d'immobilisation.

Après s'être assuré la maîtrise du terrain par une promesse de bail, le Groupe lance sur le site une campagne de mesure de vent. A cet effet, un ou plusieurs mâts de mesure (d'une hauteur variant de 10 à 80 mètres) sont installés afin de recueillir pendant une période minimum de 12 mois toutes les informations nécessaires pour évaluer le niveau du vent. Cette phase est essentielle car elle permet d'apprécier la viabilité économique du projet.

En outre, il est également procédé à une étude des contraintes actuelles ou potentielles sur le site envisagé ; cette étude porte notamment sur les contraintes topographiques, les servitudes diverses (notamment les servitudes de passage), les contraintes de raccordement au réseau électrique local, et les contraintes environnementales diverses tenant à la faune et à la flore, à la proximité d'habitations, de monuments historiques ou encore de sites sensibles ou protégés et résultant de dispositions légales et réglementaires locales. Ces diverses contraintes limitent le nombre de sites disponibles pour l'implantation de parcs éoliens, particulièrement dans les régions où la densité de population est importante ; à l'inverse, les contraintes sont moindres dans les espaces faiblement peuplés, tels que certaines régions des États-Unis et du Canada.

Parallèlement à ces études techniques, des réunions publiques sont régulièrement organisées afin d'informer les riverains concernés et de favoriser l'acceptation du projet, conformément aux formalités exigées par les autorités locales. Ainsi, chaque projet éolien fait l'objet de réflexions et de larges concertations lors de la phase de développement concernant son impact sur l'environnement et en particulier sur le paysage et la faune (voir le paragraphe 6.8 du présent document de référence). Il est également procédé à l'ensemble des démarches liées à l'obtention des autorisations d'exploitation et des permis de construire nécessaires à la réalisation du projet ; cette procédure d'obtention des différentes autorisations dure généralement de 6 à 18 mois.

Par ailleurs, les projets nécessitent la livraison de divers éléments techniques, notamment de turbines. Le choix entre les différents modèles et fabricants de turbines (parmi lesquels General Electric, Vestas, REpower, Enercon ou encore Nordex) s'opère en fonction des conditions de vent du site d'implantation (pour les sites moyennement à bien ventés, sont surtout utilisées des turbines dont la puissance est importante par rapport au diamètre du rotor), de la performance économique des turbines proposées (mesurée en euros ou dollars par mégawatt-heure) ainsi que de la disponibilité des turbines (voir le Chapitre 22 du présent document de référence). Bien que le marché des turbines connaisse actuellement une offre en surcapacité, le Groupe continue de porter une grande attention à son approvisionnement, en veillant notamment à diversifier ses fournisseurs.

Enfin, il convient de s'assurer du financement de la centrale. Ce financement est généralement réalisé sous la forme d'un financement de projet (sans recours ou à recours limité) ; il fait l'objet de négociations avec les établissements bancaires prêteurs sur la proportion de fonds propres apportée à la structure et les

conditions détaillées de la dette contractée (durée, taux et garanties notamment), et de différents audits par des prestataires extérieurs afin de répondre aux exigences des banques prêteuses. Aux États-Unis, dans le cadre du système particulier des *Production Tax Credit* fédérales, le Groupe et ses filiales américaines s'associent à des investisseurs afin de valoriser les crédits d'impôts.

Pour l'exercice 2010, le Groupe a constaté, dans le cadre des financements de projets, une amélioration des conditions financières sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière. Les délais de finalisation des dossiers de financement se sont également stabilisés, même s'ils restent relativement longs.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose de 13 784 MW en développement (y compris parcs en construction), dont 1 364 MW autorisés, 5 774 MW en développement avancé et 6 646 MW en développement préliminaire. Plus de la moitié de ce portefeuille de projets en développement est située aux États-Unis et près des deux tiers en Amérique du Nord.

La construction

Après avoir développé le projet éolien et obtenu son financement, le projet entre dans une phase de construction, d'une durée d'environ 1 à 2 ans. Cette phase débute avec l'autorisation du Comité d'investissement du Groupe et, le cas échéant, du Conseil d'administration ainsi qu'avec la signature de la commande de turbines et l'exercice de la promesse de bail consentie au cours de la phase d'origination/développement. La phase de construction comprend des travaux d'ingénierie et de maîtrise d'œuvre, des travaux de terrassement et génie civil (notamment terrassement du terrain, installation des fixations du mât et réalisation des chemins d'accès), des travaux d'électricité (pose des câbles et des dispositifs de raccordement au réseau) et enfin des travaux d'installation des éléments techniques de l'éolienne (mâts, turbines, pales). La sélection des partenaires utilisés pour ces travaux s'opère sur la base de leur disponibilité, de la performance de leurs équipes et des paramètres financiers de leur offre.

Cette phase de construction s'achève par la réalisation de tests (durée, disponibilité, montée en puissance) au cours de plusieurs

mois afin de vérifier le bon fonctionnement de la centrale avant mise en exploitation.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets éoliens en construction de 918,0 MW.

L'exploitation-maintenance

A l'issue des travaux, la centrale est mise en exploitation. Selon les sites et les projets développés par le Groupe, les centrales ainsi construites sont livrées soit à EDF Energies Nouvelles en vue d'une exploitation pour son propre compte, soit à des tiers au profit desquels le Groupe a développé et construit le site dans le cadre de contrats « clés en main » (activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés).

Dans le premier cas, le Groupe demeure propriétaire du site et en assure lui-même l'exploitation-maintenance ou fait appel à des sous-traitants qui exploitent le site pour son compte et sous sa supervision, ces sous-traitants étant le plus souvent les fabricants de turbines eux-mêmes. L'électricité produite par la centrale est ensuite vendue par le Groupe, la plupart du temps aux producteurs et/ou distributeurs historiques (comme EDF en France ou les grandes *utilities* aux États-Unis) qui ont une obligation d'achat soit légale, soit contractuelle, dans le cadre de contrats d'achat d'une durée moyenne de 15 à 20 ans. C'est la structure généralement retenue par le Groupe en Europe. Dans le deuxième cas, EDF Energies Nouvelles livre le site clé en main à un tiers propriétaire du site (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence) mais peut être amené à exploiter le site pour le compte de ce dernier. Ces contrats d'exploitation-maintenance sont d'une durée moyenne de 3 ans. Aux États-Unis, la filiale d'EDF Energies Nouvelles, enXco, est particulièrement présente dans l'exploitation de sites pour le compte de tiers.

Aux États-Unis, la mise en service et l'exploitation de parcs éoliens sont historiquement soumises à la contrainte particulière des *Production Tax Credit* qui oblige à finaliser la construction et la mise en service des parcs éoliens avant l'expiration du régime de *Production Tax Credit* en cours (voir le paragraphe 6.5.1.2(a) du présent document de référence) ; le renouvellement de la *Production Tax Credit* en 2009 jusqu'en 2012 a ainsi donné une plus grande flexibilité au Groupe.

6.4.2 LE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE : UNE CROISSANCE ACCÉLÉRÉE

Le solaire photovoltaïque dans le monde

La filière photovoltaïque est actuellement un marché en très forte croissance. Depuis 1994, la capacité mondiale installée est passée de 502 MWC à une capacité mondiale estimée à plus de 22 800 MWC fin 2009 (*Source : European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*).

Le tableau ci-dessous présente la répartition des capacités mondiales pour les principaux marchés mondiaux à fin 2009 :

Pays	Capacité installée en 2009 (en MWc)	Capacité cumulée au 31 décembre 2009 (en MWc)	Progression de la capacité installée entre 2008 et 2009 (%)
Allemagne	3 806	9 785	+ 153,7 %
Espagne	69	3 386	(97,3) %
Japon	484	2 633	+ 110,4 %
États-Unis	477	1 650	+ 39,5 %
Italie	711	1 167	+ 175,6 %
République tchèque	411	465	+ 70,5 %
Reste du monde	1 361	3 792	+ 89,5 %
TOTAL	7 319	22 878	+ 31,7 %

Source : EPIA.

La puissance photovoltaïque installée dans le monde a pris son envol à la fin des années 1990 et cette accélération de la croissance se poursuit actuellement. En 2009, la capacité mondiale cumulée était de 22 878 MWc, soit une progression de 45,9 % par rapport à 2008 (Source : EPIA). En 2009, les plus grands producteurs mondiaux d'énergie solaire étaient l'Allemagne, l'Espagne, les États-Unis, le Japon, l'Italie et la République tchèque, représentant à eux six plus de 83,4 % des capacités de production mondiale d'électricité issue de l'énergie solaire.

Quatrième acteur mondial de l'énergie solaire en 2009, les États-Unis connaissent un marché du solaire photovoltaïque en pleine croissance. En 2009, la capacité supplémentaire installée est de 477 MWc, ce qui porte à 1 650 MWc la capacité totale installée fin 2009 (Source : EPIA).

Les États-Unis pratiquent depuis plusieurs années une politique de soutien actif aux énergies renouvelables (dont l'énergie solaire), par le biais notamment de mesures fiscales incitatives comme l'*Investment Tax Credit*, système de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie solaire. Ce système a été étendu jusqu'en 2016 par l'*Energy Improvement and Extension Act* de 2008.

Le solaire photovoltaïque en Europe

Le marché du solaire photovoltaïque en Europe connaît une très forte croissance depuis une dizaine d'années, passant d'une puissance de 90 MWc installés en 1998 à une puissance estimée d'environ 15 950 MWc installés en 2009. Le taux de croissance annuel moyen des capacités est très soutenu. La filière photovoltaïque bénéficie notamment de l'impulsion donnée par les ambitions européennes affirmées par les directives 2001/77/CE et 2009/28/CE en matière d'énergies renouvelables.

En 2009, 5 600 MWc ont été installés en Europe. Le marché européen a confirmé son dynamisme et établi un nouveau record du nombre d'installations photovoltaïques ; il a ainsi représenté plus de 76,5 % du marché du photovoltaïque en 2009.

L'Allemagne est à ce jour le premier marché mondial ; avec une capacité installée supplémentaire de 3 806 MWc, elle a ainsi représenté 52 % du marché mondial du photovoltaïque et 68 % du marché de l'Union Européenne. Deuxième acteur mondial de l'énergie solaire en 2009 (en terme de capacité annuelle installée),

l'Italie maintient sa progression avec une capacité supplémentaire installée de 711 MWc. En revanche, l'Espagne, premier acteur mondial en 2008, a subi les effets de la crise financière et a très significativement réduit ses installations en 2009.

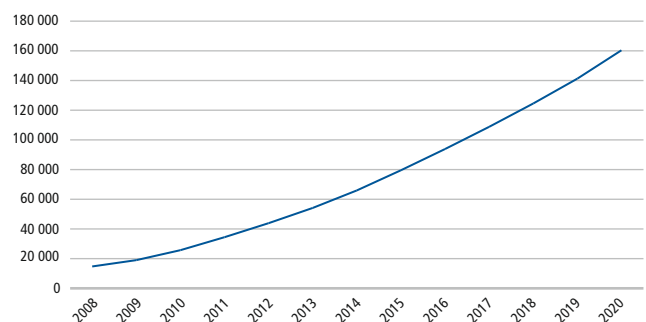
En 2009, trois autres pays européens ont connu une croissance importante de leur capacité installée : la République tchèque (+ 411 MWc), la Belgique (+ 292 MWc), et la France (+ 185 MWc).

Ce fort développement des projets photovoltaïques a conduit plusieurs États membres à réduire les tarifs d'achat garantis de l'électricité d'origine solaire photovoltaïque (en Allemagne, Espagne, France et Italie par exemple), voire à en limiter un essor désordonné (limitation à un maximum d'environ 450 MWc autorisés annuellement en 2011 en Espagne). Une description détaillée des réglementations nationales en matière de tarifs d'achat figure au paragraphe 6.7.3 du présent document de référence.

En Europe, le Groupe est présent dans le solaire photovoltaïque en France, Italie, Grèce et Espagne ; une description de chacun de ces marchés figure au paragraphe 6.5 du présent document.

Perspectives

Le graphique ci-dessous présente les prévisions de croissance de la capacité solaire photovoltaïque mondiale cumulée (en MWc) à l'horizon 2020 :



Sources : Emerging Energy Research / EPIA.

6

Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

Selon Emerging Energy Research, la croissance rapide observée au cours des dernières années devrait se poursuivre, la capacité solaire photovoltaïque totale installée annuellement dans le monde pouvant atteindre plus de 20 000 MWc à l'horizon 2020 et ainsi porter la capacité mondiale installée à plus de 160 000 MWc à horizon 2020. La croissance devrait être particulièrement significative dans l'Union Européenne, en Amérique du Nord et en Chine. La part de marché de l'Union Européenne atteindrait 65 % en 2020.

Principaux acteurs et position concurrentielle dans la filière solaire photovoltaïque

Parmi les grands acteurs des énergies renouvelables, le Groupe estime être l'un de ceux ayant les ambitions les plus fortes dans le développement de la filière photovoltaïque, avec un objectif d'au moins 500 MWc détenus en propre fin 2012 (voir Chapitre 12 du présent document de référence). Au 31 décembre 2010, le Groupe

dispose ainsi d'un portefeuille de projets de 3 646 MWc dans le solaire photovoltaïque, dont 162,6 MWc en cours de construction.

En Europe, le Groupe compte parmi ses principaux concurrents des développeurs de projets photovoltaïques (essentiellement allemands), des développeurs éoliens ayant fait le choix de se tourner vers le solaire photovoltaïque et des producteurs et/ou distributeurs historiques d'électricité, comme l'italien Enel ou l'espagnol Acciona. Par ailleurs, le Groupe compte également parmi ses concurrents des acteurs locaux, tels que Poweo, Séchilienne-Sidec et Solaire Direct, partenaire de la Caisse des Dépôts et Consignations, en France ou PPC Renewables en Grèce, filiale de l'électricien national PPC (Public Power Corporation).

En Amérique du Nord, les principaux concurrents du Groupe sont les Américains SunEdison, SunPower et MMA Renewable Ventures ainsi que le Canadien Optisolar.

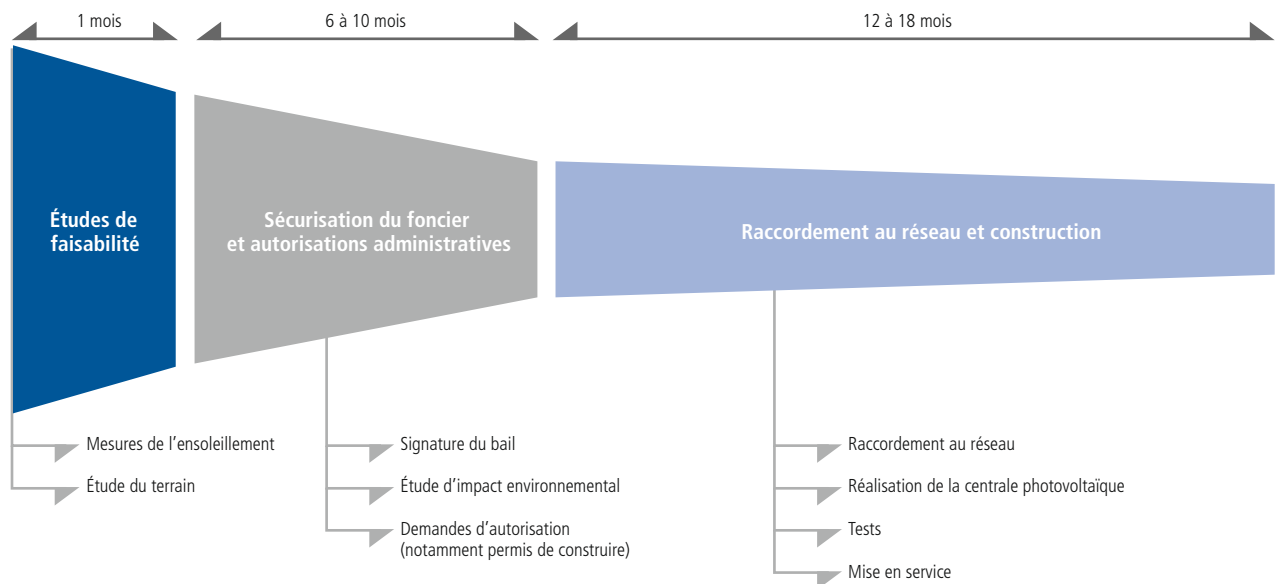
L'entrée d'acteurs historiques de l'électricité et d'investisseurs financiers dans la filière solaire photovoltaïque s'explique notamment par les perspectives de croissance attrayantes et le soutien politique actif dont bénéficie cette filière.

Économie d'un projet solaire photovoltaïque

Les centrales photovoltaïques au sol

Les différentes étapes nécessaires pour mettre en exploitation une centrale photovoltaïque au sol se déroulent sur plusieurs mois (en moyenne 18 à 24 mois), contre en moyenne 3 à 6 ans pour une centrale éolienne. On distingue trois étapes : (i) les études de faisabilité, (ii) la sécurisation du foncier et l'obtention des autorisations administratives et (iii) le raccordement au réseau et la construction.

Le graphe ci-dessous présente le calendrier-type de réalisation d'une centrale photovoltaïque au sol :



Les études de faisabilité

Pour l'implantation d'une centrale photovoltaïque, il est d'abord procédé à des études de faisabilité et d'ensoleillement qui se déroulent sur un mois en moyenne afin d'évaluer les contraintes actuelles et potentielles du site envisagé, notamment les servitudes diverses affectant le terrain visé, les contraintes de raccordement au réseau local, et les contraintes environnementales diverses, en particulier celles relatives à la faune et la flore.

L'ensoleillement annuel moyen du site envisagé est le critère de sélection le plus important car il conditionnera le productible de la centrale photovoltaïque envisagée. En effet, le chiffre d'affaires annuel par MWh d'une installation peut varier sensiblement en fonction de l'ensoleillement dans les zones géographiques où le Groupe est implanté.

Les équipes de développeurs du Groupe privilégient le choix d'un terrain plat, à faible valeur agricole (de préférence une friche ou un ancien site industriel désaffecté), d'une surface minimale de huit à dix hectares et aussi proche que possible d'un poste de raccordement au réseau public. Le Groupe veille en particulier à limiter l'occupation de surfaces agricoles utiles et l'impact visuel sur le paysage (voir le paragraphe 6.8 du présent document de référence).

Par ailleurs, bien qu'une enquête publique ne soit pas toujours formellement requise par les autorités locales, le Groupe organise, de sa propre initiative, des réunions publiques afin d'informer les riverains et les élus locaux concernés et de favoriser ainsi l'acceptation du projet de centrale solaire.

Outre ces critères physiques, l'existence ou non d'un tarif d'achat de l'électricité favorable fixé par les pouvoirs publics joue également un rôle déterminant dans le choix du lieu d'implantation de la centrale (voir le paragraphe 6.7 du présent document de référence).

La sécurisation du foncier et l'obtention des autorisations et du permis de construire

Le développement d'une centrale photovoltaïque débute par la sécurisation du foncier ; après avoir identifié un site d'implantation de centrale photovoltaïque, le Groupe conclut une promesse de bail afin de s'assurer de sa disponibilité. Ces promesses de bail sont généralement d'une durée de 3 ans (renouvelables pour une durée de 2 ans) et dépourvues d'indemnité d'immobilisation.

Après avoir sécurisé le foncier, le Groupe procède aux démarches nécessaires afin d'obtenir les diverses autorisations (certificat d'obligation d'achat, autorisation d'exploitation, etc.) et le permis de construire nécessaires à la réalisation de la centrale. Cette phase dure en moyenne entre 6 et 10 mois. A cet effet, un dossier comportant notamment les plans techniques de la centrale photovoltaïque envisagée et l'étude d'impact environnemental est remis aux autorités locales compétentes pour examen.

Le raccordement au réseau public et la construction

Parallèlement à ces démarches administratives, le Groupe demande des devis de raccordement aux réseaux de distribution ou de transport d'électricité locaux (comme ERDF ou RTE en France ou les grandes *utilities* aux États-Unis) et étudie les propositions techniques et financières. Le Groupe conclut ensuite avec le distributeur ou transporteur d'électricité une convention de raccordement et d'exploitation qui matérialisera les modalités de raccordement de la future centrale photovoltaïque au réseau.

Le projet de centrale photovoltaïque entre alors dans une phase de construction, d'une durée d'environ 3 à 6 mois généralement, sous réserve des délais de raccordement au réseau qui peuvent être plus ou moins longs selon les zones géographiques concernées. Cette phase débute avec l'autorisation du Comité d'investissement du Groupe et du Conseil d'administration et l'exercice de la promesse de bail consentie au cours de la période d'origine/développement.

Il convient parallèlement d'assurer le financement de la centrale. Ce financement est généralement réalisé sous la forme d'un financement de projet (sans recours ou à recours limité), il fait l'objet de négociations avec les établissements bancaires prêteurs sur la proportion de fonds propres apportée à la structure et les conditions détaillées de la dette contractée (voir le paragraphe 4.4.3 du présent document de référence). Compte tenu de la taille limitée de chaque projet, il convient généralement de constituer un portefeuille de plusieurs projets afin de pouvoir mettre en place le financement correspondant. Dans ce cadre le Groupe a conclu en 2009 un protocole d'accord avec la Banque européenne d'investissement (BEI) pour le financement d'un portefeuille de projets solaires en France et en Italie ; l'enveloppe globale allouée par la BEI s'élève à 500 millions d'euros. En avril 2010, le Groupe a conclu avec la BEI le contrat-cadre pour la partie française du programme.

Outre les coûts de développement proprement dits, le coût d'investissement d'un projet photovoltaïque inclut diverses composantes. Il s'agit essentiellement du prix du panneau photovoltaïque proprement dit et du *balance of system*, qui comprend la livraison des divers composants techniques, tels que les structures de support des panneaux, les câbles électriques, des dispositifs d'électronique de puissance (les onduleurs) permettant de délivrer des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue, le poste de livraison électrique et la totalité des frais d'installation.

La sélection des fournisseurs du Groupe s'opère sur la base de la qualité de leurs produits, du délai de livraison et des paramètres financiers de leur offre. Dans certains cas, le Groupe noue des partenariats privilégiés avec certains fournisseurs, tels que ceux conclus avec certains producteurs de panneaux photovoltaïques et celui conclu avec le producteur allemand d'onduleurs SMA Technologie AG, l'un des plus grands acteurs de ce marché (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).

Cette phase de construction s'achève par la réalisation de tests de performance au cours de quelques semaines afin d'éprouver le bon fonctionnement de la centrale avant sa mise en service.

Une fois mise en service, le Groupe en assure généralement l'exploitation-maintenance. Il doit alors assurer notamment le suivi des performances des panneaux et la maintenance préventive et corrective. L'ensemble des coûts d'exploitation de la centrale intègre, outre les coûts d'exploitation-maintenance, les coûts liés notamment aux loyers de terrains, frais d'assurances et taxes diverses.

Les centrales photovoltaïques sur grandes toitures

Les principales étapes de la réalisation d'une centrale photovoltaïque en toiture sont similaires à celles d'une centrale photovoltaïque au sol ; elles s'étalent en moyenne sur une durée de 12 à 18 mois.

Le Groupe procède d'abord à la recherche d'un emplacement adéquat, tenant compte notamment de l'orientation au sud, de l'angle d'inclinaison du toit, de l'ombrage possible qui pourrait occulter la course du soleil et de la solidité du bâti. Les équipes

de développeurs du Groupe privilégient le choix de toits offrant une surface utile importante (à l'exemple de toits d'usines ou de supermarchés).

Après avoir identifié la toiture sur laquelle sera installée la future centrale photovoltaïque, le Groupe conclut un contrat de bail d'une durée moyenne de 20 ans avec le propriétaire de la toiture.

Il est ensuite procédé aux démarches nécessaires afin d'obtenir les diverses autorisations dont notamment, une déclaration de travaux aux autorités locales compétentes pour les bâtiments existants (ou le cas échéant, un permis de construire pour les bâtiments neufs), une demande de certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat, une déclaration d'exploiter et une demande de raccordement au réseau de distribution d'électricité.

Après obtention des autorisations requises, il est procédé à l'installation des panneaux photovoltaïques ; ils peuvent être intégrés à une façade, surimposés à une construction existante par fixation sur une toiture inclinée ou posés sur des châssis sur une toiture-terrasse, ou encore être utilisés comme matériaux de construction de la toiture proprement dite.

Une fois la déclaration de conformité de l'installation photovoltaïque obtenue, le Groupe conclut un contrat de raccordement au réseau de distribution d'électricité. Ce contrat de raccordement matérialise l'adaptation technique de l'installation photovoltaïque au réseau, selon les normes de qualité, de sécurité et de fiabilité en vigueur.

Les travaux d'installation de la centrale comprennent successivement (i) les travaux de couverture et d'étanchéité de la toiture, qui se déroulent en moyenne sur 2 à 4 mois pour les grandes toitures (surface de plus de 3 000 m²), (ii) le raccordement électrique des panneaux entre eux et la connexion des panneaux aux onduleurs et (iii) le raccordement de la centrale électrique au réseau de distribution qui peut durer jusqu'à 6 mois, selon le réseau choisi.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets de centrales photovoltaïques en développement de 3 646 MWc, dont 162,6 MWc en cours de construction, 99 MWc autorisés et 3 384 MWc en développement.

6.4.3 L'HYDRAULIQUE : UNE TECHNOLOGIE MATURE PRÉSENTANT ENCORE DES OPPORTUNITÉS

L'hydraulique est historiquement et encore la première source renouvelable d'électricité par sa production de près de 3 214 TWh en 2009 (Source : 12^e inventaire, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2010, EurObserv'ER*). L'énergie hydraulique recouvre des gammes de puissances variées, de la petite hydraulique, c'est-à-dire d'une puissance inférieure à 10 MW, à la grande hydraulique qui peut atteindre plusieurs gigawatts. En 2009, la petite hydraulique a permis la production en Europe de 42,2 TWh ; la puissance nette a par ailleurs augmenté de 259,2 MW par rapport à 2008, soit un total de 12 742,7 MW (Source : *État des Energies renouvelables en Europe, 10^e bilan EurObserv'ER, édition 2010*).

Malgré son potentiel, la croissance de la filière hydroélectrique est la plus faible de toutes les filières de production d'électricité

à partir d'énergies renouvelables. D'une part, la filière de la grande hydraulique approche le maximum de son potentiel dans les pays industrialisés. D'autre part, au cours des dernières années, le chiffre de la puissance du parc de petite hydraulique installé a très peu évolué car les nouveaux projets se heurtent fréquemment à des parcours administratifs complexes et des barrières réglementaires. Néanmoins, il existe un fort potentiel de réhabilitation, d'augmentation de puissance et des rendements, car plus des deux tiers des installations actuelles ont plus de 40 ans d'ancienneté. L'avenir et le potentiel de la filière en Europe dépendront plus particulièrement d'une volonté politique forte de lever les barrières administratives et de créer un environnement réglementaire propice.

Le tableau ci-dessous présente le volume d'électricité produite à partir d'énergie hydraulique en 2009 dans les pays disposant des capacités les plus importantes :

Pays	Production 2009 (TWh)	Part de la production mondiale
Chine	565,9	17,6 %
Brésil	386,2	12,0 %
Canada	367,0	11,4 %
États-Unis	297,6	9,3 %
Russie	170,2	5,3 %
Norvège	127,1	4,0 %
Inde	106,9	3,3 %
Venezuela	86,2	2,7 %
Japon	82,5	2,6 %
Suède	66,8	2,1 %
Reste du monde	975,5	29,8 %
MONDE	3 213,9	100,0 %

Source : 12^e inventaire, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2010, EurObserv'ER*.

Dans la petite hydraulique en Europe, l'Italie est en 2009 le premier acteur européen avec un parc d'une capacité de 2 588 MW ; la France dispose, elle, de la seconde place avec 2 082 MW (*Source : État des Energies renouvelables en Europe, 10^e bilan EurObserv'ER, édition 2010*).

Le Groupe intervient dans la filière de la petite hydraulique en France et en Bulgarie ainsi que dans la grande hydraulique en Bulgarie (voir

le paragraphe 6.5.3 du présent document de référence). Cette filière, qui connaît un développement mesuré en France n'a pas, selon le Groupe, vocation à évoluer de manière significative. En Bulgarie, le marché est en cours de maturation et son développement dépendra plus particulièrement de la stabilisation de son environnement réglementaire.

6.4.4 BIOGAZ

Attractif au titre de l'environnement et de la production d'énergie, le biogaz intéresse de plus en plus les pays de l'Union Européenne qui développent des voies de valorisation adaptées à leur potentiel. Ainsi en 2009, la production de biogaz en Europe a atteint près de 8,3 millions de tonnes équivalent pétrole, en croissance de 4,3 % par rapport à 2008. L'électricité est le principal mode de valorisation de l'énergie biogaz avec 25,2 TWh en 2009 dans l'Union Européenne, en augmentation de 17,5 % par rapport à 2008 (*Source : État des*

énergies renouvelables en Europe, 10^e bilan, EurObserv'ER, 2010). Le Groupe s'est implanté sur ce marché en 2007, avec une prise de participation majoritaire dans Verdesis.

Par ailleurs, le Groupe s'est renforcé sur ce marché en 2010, en prenant position aux États-Unis avec l'acquisition de Beacon Landfill Gas Holding, un spécialiste américain des installations de biogaz (voir le paragraphe 6.5.4 du présent document de référence).

6.4.5 LA BIOMASSE : UNE FILIÈRE EN COURS DE DÉVELOPPEMENT

La biomasse permet de produire de l'électricité à partir de végétaux d'origine agricole ou forestière (en sus de la valorisation possible sous forme thermique, c'est-à-dire de chaleur et de carburants). Les ressources en biomasse sont diverses et incluent le bois, les sous-produits de l'industrie agricole (tels que le marc de raisin, les résidus d'olives ou la bagasse – résidu de canne à sucre –), les produits issus de l'agriculture traditionnelle (tels que les résidus de tomates) ou encore les déchets organiques (tels que les déchets ménagers ou les déchets provenant de l'agriculture). L'atout important du développement de la filière biomasse est le caractère renouvelable des matières végétales, sans risque de pénurie à plus ou moins long terme. L'implantation d'une usine biomasse est décidée en prenant notamment en compte les possibilités d'approvisionnement en matière première, notamment leur proximité, leur coût et leur qualité.

La technique plus particulière de la combustion de la biomasse est une technique de production d'électricité qui permet un rendement optimal lorsqu'elle s'effectue sous forme de cogénération (c'est-à-dire la production simultanée de chaleur et d'électricité). Parallèlement à la technique de combustion de la biomasse, la technique de gazéification de la biomasse est également utilisée. La gazéification consiste à décomposer thermiquement en présence d'un gaz réactif (tel que l'air par exemple) des matériaux solides afin d'obtenir des produits gazeux. Celle-ci a un champ d'application

très vaste et présente un intérêt particulier pour la valorisation d'énergie dans la mesure où elle permet de s'affranchir de certaines contraintes liées aux combustibles solides et d'atteindre des rendements plus élevés, en particulier pour des installations de petite puissance. Des techniques plus performantes de gazéification sont au stade des premiers essais, des installations de gazéification de petite taille (quelques mégawatts) étant en cours de démonstration.

En 2009, en Europe la production d'énergie primaire à partir de biomasse solide (bois, déchets de bois et autres matières végétales et animales solides) a atteint 72,8 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), soit une croissance de 3,6 % par rapport à 2008 ; l'augmentation a été deux fois plus importante qu'entre 2008 et 2009 (+ 1,5 Mtep). Cette augmentation, réalisée dans un contexte économique difficile, s'explique par la volonté de nombreux pays de s'appuyer sur cette énergie pour atteindre leurs objectifs européens (*Source : Baromètre biomasse solide, Systèmes solaires, décembre 2010, EurObserv'ER*).

En 2020, selon les plans nationaux en faveur des énergies renouvelables envoyés par les États membres à la Commission Européenne (21 pays sur 27) au 1^{er} octobre 2010, la production d'électricité à partir de la biomasse devrait s'élever à près de 131 TWh (*Source : Baromètre biomasse solide, Systèmes solaires, décembre 2010, EurObserv'ER*).

Le tableau ci-dessous présente les principaux pays européens producteurs d'électricité à partir de biomasse en 2008 et 2009 (en TWh) :

Pays	Production 2008 (TWh)	Production 2009 (TWh)
Allemagne	11 293	11 356
France ⁽¹⁾	1 408	1 279
Suède	8 932	10 057
Finlande	10 057	8 387
Pologne	3 200	4 907
Espagne	1 888	2 139
Autriche	3 330	3 321
Roumanie	34	60
Portugal	1 501	1 713
République tchèque	1 171	1 396
Italie	2 746	2 828
Lettonie	5	4
Danemark	1 803	1 963
Hongrie	1 876	2 238
TOTAL UNION EUROPÉENNE	57 891	62 186

(1) Excluant les départements d'outre-mer.

Source : Baromètre de la biomasse solide, Systèmes solaires, décembre 2010, EurObserv'ER.

Le Groupe intervient dans la filière biomasse en Espagne où il dispose d'une usine de 26 MW (utilisation de résidus d'olives) (voir le paragraphe 6.5.5 du présent document de référence).

6.4.6 COGÉNÉRATION A PARTIR D'ÉNERGIES FOSSILES

La cogénération recouvre un ensemble de techniques de production délivrant de façon simultanée de l'énergie thermique et de l'énergie mécanique, cette dernière étant le plus souvent utilisée pour produire de l'électricité par couplage à un alternateur. La taille de ces systèmes est variable, de quelques dizaines de kilowatts à plusieurs centaines de mégawatts de puissance.

La cogénération est une activité historique du Groupe menée exclusivement en France, dont il se désengage progressivement. La capacité installée du Groupe en matière de cogénération atteignait 19,2 MW au 31 décembre 2010 (voir le paragraphe 6.5.6 du présent document de référence).

6.4.7 ÉNERGIES RENOUVELABLES RÉPARTIES

Le marché des énergies renouvelables réparties allie énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie dans les bâtiments. Cette activité est en très forte progression du fait de l'augmentation du coût des énergies fossiles nécessaires pour chauffer l'eau et les bâtiments, des incitations des autorités publiques afin de favoriser la maîtrise de la consommation énergétique, et du développement de technologies plus performantes.

Les technologies considérées dans ce cadre sont les suivantes :

- ▶ le solaire photovoltaïque distribué : les panneaux solaires photovoltaïques situés sur le toit du bâtiment ou en façade produisent de l'électricité vendue au réseau électrique ;
- ▶ les pompes à chaleur : ce sont des systèmes thermodynamiques qui « pompent » les calories gratuites du milieu ambiant (air,

eau ou sol) pour les restituer dans le bâtiment afin d'y assurer le chauffage ou la production d'eau chaude sanitaire ; ces systèmes performants consomment une quantité d'électricité plusieurs fois inférieure à l'énergie restituée ;

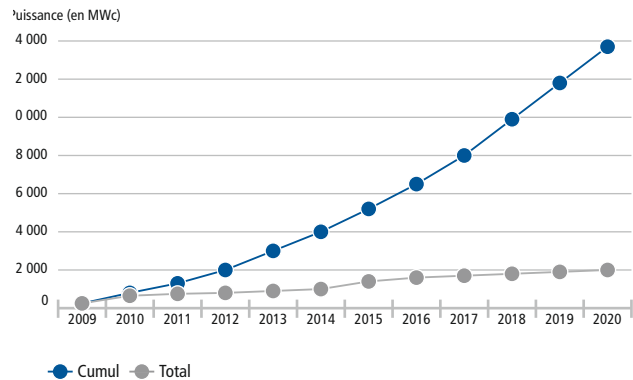
- ▶ le bois énergie : poêles, inserts, et cheminées à foyer fermé sont des appareils qui permettent de chauffer l'air ou d'alimenter un chauffage central ; ils brûlent du bois sous forme de bûches ou de granulés ; et
- ▶ le solaire thermique : l'eau chauffée par le rayonnement solaire dans des panneaux échangeurs situés sur le toit du bâtiment ou au sol permet de produire de l'eau chaude sanitaire dans un ballon d'eau chaude et/ou de chauffer le bâtiment en circulant dans un plancher chauffant.

Actuellement, le marché de ces solutions énergies renouvelables est en forte croissance mais est relativement cloisonné entre les différentes filières.

Depuis 2008, le Groupe développe activement, en partenariat avec EDF, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties en France, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué (voir le paragraphe 6.5.7 du présent document de référence).

Le photovoltaïque distribué, qui permet de renforcer considérablement l'efficacité énergétique des bâtiments, a été considéré comme une priorité par le Grenelle de l'Environnement. Dans ce contexte, selon Enerplan (association professionnelle de l'énergie solaire), le marché du photovoltaïque en France métropolitaine pourrait atteindre 13,4 GWc cumulés fin 2020 uniquement dans le bâtiment (en cumulant le potentiel du bâtiment neuf et de la rénovation de l'existant). Le tableau ci-dessous

présente l'évolution estimée du marché photovoltaïque sur le bâtiment neuf et existant entre 2009 et 2020 :



Source : Enerplan.

6.4.8 BIOCARBURANTS

La filière des biocarburants se compose de deux secteurs principaux : le bioéthanol et le biodiesel. Le bioéthanol est obtenu à partir de la fermentation du sucre issu de céréales, cannes à sucre ou betteraves. Le biodiesel est produit à partir de plantes oléagineuses telles que le soja, le colza ou le tournesol.

Le marché des biocarburants connaît actuellement un fort développement. Ainsi, leur consommation dans l'Union Européenne est passée d'un peu moins de 3 millions de tep (Mtep) en 2005, à près de 12 Mtep en 2009. Fin 2009, la part des biocarburants atteignait environ 4 % de la consommation totale des carburants dans les transports, ce qui reste néanmoins encore loin de l'objectif de la directive européenne sur les biocarburants fixé à 5,75 % en 2010. La croissance entre 2008 et 2009 s'est élevée à 18,4 %, soit un ralentissement par rapport à 2007-2008 (+30,7 %) (Source : *État des Energies renouvelables en Europe, 10^e bilan EurObserv'ER, édition 2010*).

Le bioéthanol représentait en 2009 19,3 % du contenu énergétique des biocarburants dédiés au transport au sein de l'Union

Européenne, derrière le biodiesel (79,5 %) et devant les autres biocarburants (1,2 %, huile végétale et biogaz). Entre 2008 et 2009, la consommation de bioéthanol a augmenté de 30 % et celle de biodiesel de 20 % ; contrairement aux années précédentes, la croissance de la consommation de bioéthanol a ainsi été plus soutenue que celle du biodiesel.

La France est restée en 2009 le deuxième pays consommateur de biocarburants en Europe. Sa consommation a augmenté de plus de 10 % entre 2008 et 2009, en net ralentissement néanmoins par rapport à 2007-2008, pour atteindre 82 % de biodiesel et 18 % pour le bioéthanol. Cette augmentation s'explique essentiellement par une forte volonté politique de développer le secteur (Source : *État des Energies renouvelables en Europe, 10^e bilan EurObserv'ER, édition 2010*).

Le Groupe a pris position en 2007 dans le secteur des biocarburants, avec l'acquisition d'une participation au sein d'un des principaux acteurs de l'éthanol (voir le paragraphe 6.5.8 du présent document de référence).

6.5 Description des principales activités du Groupe

EDF Energies Nouvelles intervient sur le marché des énergies renouvelables et particulièrement dans la production d'électricité verte. Avec un développement centré historiquement sur l'éolien et plus récemment sur le solaire photovoltaïque, devenu son deuxième axe de développement prioritaire, le Groupe est en outre présent à des degrés divers dans d'autres filières d'énergies renouvelables, principalement petite hydraulique, biogaz, biomasse, biocarburant et énergies marines. Le Groupe exerce également une activité historique dans le secteur de la cogénération à partir d'énergies fossiles dont il se désengage progressivement. Il est présent en Europe (notamment en France, en Italie, au Royaume-Uni, au Portugal, en Grèce, en Bulgarie, en Espagne, en Turquie, en Allemagne et en Belgique), en Amérique du Nord (États-Unis, Canada et Mexique), ainsi qu'en Inde.

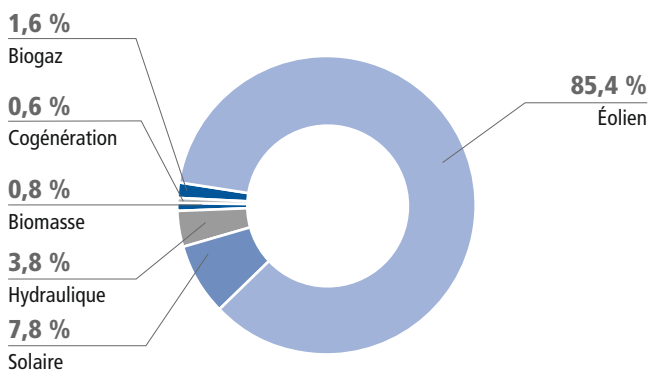
Outre son activité de Production, le Groupe mène par ailleurs une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés consistant

notamment à développer et construire des projets éoliens et solaires pour compte de tiers. Enfin, il développe, en partenariat avec EDF, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties, essentiellement dans le solaire photovoltaïque distribué.

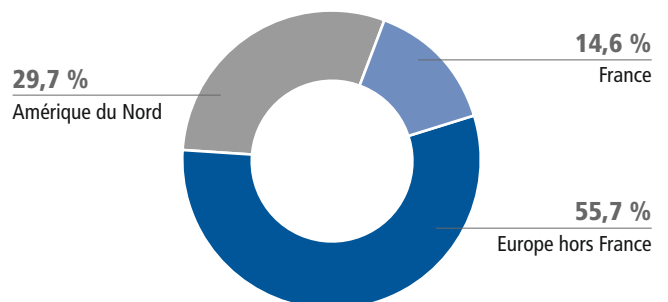
Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une capacité installée de 3 422,6 MW (dont 2 663,2 MW détenus en propre). Il dispose également d'un portefeuille de projets en développement représentant une capacité totale de plus de 18 300 MW, dont 1 089,1 MW (672,0 MW devant être détenus en propre) en construction.

Au cours de l'exercice 2010, la capacité installée du Groupe a augmenté de 477,2 MW, soit une progression de 16,2 % par rapport à 2009. En outre, la capacité détenue en propre a augmenté de 406,2 MW, soit une progression de 18 %.

La répartition par filière de la capacité brute installée du Groupe (hors centrales vendues) au 31 décembre 2010 est la suivante :



La répartition géographique de la capacité brute installée du Groupe (hors centrales vendues) au 31 décembre 2010 est la suivante :



6.5.1 ÉOLIEN

L'éolien est la principale activité du Groupe, ayant représenté 76,1 % de ses ventes d'électricité en 2010 et correspondant à 85 % de sa capacité installée totale au 31 décembre 2010. A cette dernière date, le Groupe disposait en éolien de 2 922,9 MW installés (dont 2 246,7 MW détenus en propre) ; il disposait par ailleurs d'un portefeuille de projets éoliens en développement d'une capacité totale de 14 702 MW, dont 918,0 MW en construction (564,1 MW devant être détenus en propre).

En 2010, le Groupe a mis en service 272,9 MW supplémentaires en capacité brute (hors parcs cédés dans le cadre de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés), soit une progression

de 10,3 % par rapport à 2009, et 214,1 MW supplémentaires en capacité nette, soit une progression de 10,5 % par rapport à 2009.

6.5.1.1 Europe

En Europe, le Groupe est présent dans huit pays, essentiellement en France et en Europe du Sud (Portugal, Italie, Grèce, Turquie) mais également au Royaume-Uni, en Allemagne et en Belgique. Au 31 décembre 2010, les parcs éoliens situés en Europe représentent 64,8 % de la capacité installée éolienne totale du Groupe.

(a) France

La France est le marché historique du Groupe, où il a installé ses premières éoliennes en 1999. Entre 2000 et 2010, la capacité éolienne totale installée du Groupe en France est passée de 2,4 MW à 389,1 MW.

Avec 389,1 MW de capacité installée au 31 décembre 2010 (dont 355,4 MW détenus en propre), l'éolien représentait environ 77 % de la capacité totale installée du Groupe en France. En outre, le Groupe a développé et construit des parcs éoliens d'une capacité cumulée de 122,2 MW dans le cadre de ses activités de Développement-Vente d'Actifs Structurés (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence).

En France, les activités éoliennes d'EDF Energies Nouvelles sont conduites par EDF EN France, sa filiale à 100 %. EDF EN France développe, construit et exploite en propre ses parcs éoliens.

Son portefeuille actuel de parcs éoliens en exploitation ou en construction est très diversifié, tant en termes de taille (entre 1,5 et 87 MW) que d'implantation géographique. EDF EN France s'appuie sur des équipes d'ingénieurs expérimentés, dont une partie est installée en région (notamment Béziers, dans l'Hérault, Toulouse, en Haute-Garonne et Aix-en-Provence dans les Bouches-du-Rhône).

Le Groupe dispose également d'un centre régional de maintenance en Eure-et-Loir à Fresnay l'Évêque, qui sert également de base de maintenance pour REETEC (voir le paragraphe 6.5.11 du présent document de référence) ainsi que d'un centre de maintenance et d'exploitation Europe basé à Colombiers (Hérault).

Développements récents

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a mis en service le parc de Corbières Méditerranée (Aude), d'une capacité de 20,7 MW et équipé de 9 turbines de 2,3 MW.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en France était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Petit-Canal 1 (Guadeloupe)	2,4	mars 1999	50 %
Ersa-Rogliano (Corse du Sud)	12,0	novembre 2000	100 %
Petit-Canal 2 (Guadeloupe)	3,3	décembre 2001	100 %
Petit -François (Guadeloupe)	2,2	décembre 2002	100 %
Petit Canal 3 (Guadeloupe)	1,5	avril 2003	100 %
Bouin-Côte de Jade (Vendée)	12,0	juillet 2003	90 %
Oupia (Hérault)	8,1	avril 2004	96 %
Sainte-Rose (La Réunion) ⁽¹⁾	6,3	décembre 2004	0 %
Aumelas-Conques (Hérault)	12,0	décembre 2005	100 %
Lou Paou (Lozère)	2,0	décembre 2006	100 %
Luc-sur-Orbieu (Aude)	12,0	octobre 2007	100 %
Villesèque (Aude)	50,6	juin 2008	100 %
Salles-Curan (Aveyron)	60,0	novembre 2008	100 %
Puech Nègre (Aveyron)	9,0	novembre 2008	100 %
Cabreirens Calcigas (Aveyron)	18,0	novembre 2008	5 %
Chemin d'Ablis (Eure-et-Loir)	52,0	novembre 2008	100 %
Fiennes (Pas-de-Calais)	11,5	mars 2009	100 %
Sauveterre (Tarn)	12,0	avril 2009	100 %
Bonneval (Eure-et-Loir)	24,0	août 2009	100 %
Veulettes (Seine-Maritime)	8,0	septembre 2009	51 %
Castanet (Hérault)	11,5	septembre 2009	100 %
Les Barthes (Haute-Loire)	12,0	octobre 2009	100 %
Bassin de Thau (Hérault)	26,0	novembre 2009	100 %
Corbières Méditerranée (Aude)	20,7	décembre 2010	100 %
TOTAL	389,1	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	355,4	N.A.	N.A.

(1) Parc éolien intégralement détenu par des investisseurs tiers mais consolidé par le Groupe à 100 % afin de tenir compte de la promesse de vente consentie par lesdits investisseurs sur l'intégralité de leurs participations au profit du Groupe et devant être levée en 2012.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en France d'un portefeuille de projets en développement de 1 395 MW. Par ailleurs, il construisait le parc de Fraisse sur Agout, dans l'Hérault, d'une capacité de 23 MW et dont la mise en service est prévue pour mars 2012.

En janvier 2011, EDF Energies Nouvelles et Alstom ont conclu un accord exclusif pour répondre conjointement à l'appel d'offres que le gouvernement français envisage de lancer dans le domaine de l'éolien *offshore* (un premier appel d'offres de 3 000 MW devrait être lancé en mai 2011). L'accord porte sur la réalisation future de parcs éoliens en mer, développés par EDF Energies Nouvelles et ses partenaires, et équipés de turbines *offshore* fabriquées par Alstom. Cette association s'inscrit dans le cadre des objectifs gouvernementaux d'installer en France 6 000 MW d'éolien *offshore* à l'horizon 2020. Dans le cadre du contrat, Alstom doit assurer la fourniture en exclusivité d'éoliennes *offshore* de 6 MW, utilisant des technologies de premier plan et disponibles sur le marché à partir de 2013.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation au Portugal était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Cabreira (Viseu)	37,8	septembre 2002	100 %
Cabreira (extension) (Viseu)	4,0	octobre 2005	100 %
Espiga (Alto Minho)	6,0	octobre 2005	50 %
Cerveirenses (Alto Minho)	10,0	novembre 2005	42,5 %
Montemuro (Viseu)	10,0	novembre 2005	100 %
Centro (Viseu)	40,0	mars 2006	29,7 %
Arga (Alto Minho)	36,0	juin 2006	50 %
Ventominho (Phase 1) (Alto Minho)	152,0	mars 2008	42,5 %
Ventominho (Phase 2) (Alto Minho)	40,0	juin 2008	42,5 %
Ventominho (Phase 3) (Alto Minho)	48,0	décembre 2008	42,5 %
Arada (Phase 1) (Viseu)	92,0	juillet-décembre 2008	100 %
Arada (Phase 2) (Viseu)	20,0	janvier 2009	100 %
TOTAL	495,8	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	302,9	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait au Portugal d'un portefeuille de projets en développement de 190 MW.

(c) Grèce

Implanté en Grèce depuis 2004, le Groupe a mené une politique active d'acquisitions et de partenariats avec des entreprises grecques, dont la compagnie nationale d'électricité Public Power Corporation (PPC), qui lui a permis de se hisser rapidement au second rang parmi les producteurs d'électricité éolienne du pays.

En 2005, le Groupe a racheté les activités éoliennes du groupe grec Ktistor, rassemblées depuis sous une filiale d'EDF Energies Nouvelles, EEN Hellas, basée à Athènes. EEN Hellas reste conduite par le dirigeant historique de l'activité éolienne de Ktistor, Georges Fakidis, qui détient par ailleurs 25 % du capital d'EEN Hellas. EDF Energies Nouvelles et M. Fakidis ont conclu un pacte d'actionnaires aux termes duquel M. Fakidis bénéficie d'une option de vente sur sa participation à compter du 20 octobre 2010 ; à compter du 20 octobre 2013, cette option pourra être exercée sans condition, EDF Energies Nouvelles bénéficiant réciproquement

(b) Portugal

Le Groupe, au travers de sa filiale à 100 %, EDF EN Portugal était le 5^e acteur éolien en termes de capacité installée avec une part de marché de 7,35 % au 31 décembre 2010 (Source : *Étude Inegi- Energia Eólica em Portugal, décembre 2010*). Le Groupe s'appuie sur une équipe de direction bénéficiant d'une expérience approfondie du secteur des énergies renouvelables, sous la conduite de Carlos Pimenta, ancien secrétaire d'État portugais à l'Environnement et ancien membre du Parlement Européen. Entre 2005 et 2009, le Groupe a construit et mis en service près de 460 MW dans les régions nord et centre du pays ; il se concentre désormais sur l'exploitation de ses parcs dans ce pays mature en terme de développement éolien.

d'une option d'achat sur sa participation pouvant être exercée à tout moment.

Le Groupe détient par ailleurs 75 % de la société grecque RETD, qui développe des projets éoliens pour le compte d'EDF Energies Nouvelles depuis 2004 ainsi que des projets solaires. Il a également constitué avec PPC Renewables une filiale commune, détenue à 51 % par EDF Energies Nouvelles et 49 % par PPC Renewables, afin de construire et exploiter de nouveaux parcs éoliens, le premier d'entre eux étant le parc de Viotia 2 apporté par le Groupe à la structure commune et mis en service en 2009. Ce partenariat a été renforcé par un accord signé en décembre 2010 avec PPC portant notamment sur le développement de plusieurs grands parcs éoliens dans la région de Florina et de projets hybrides – éolien/hydraulique – en Crète.

Développements récents

En 2010, le Groupe était le premier acteur de l'éolien en Grèce en termes de capacité installée (Source : *Hellenic Wind Energy Association*).

Le Groupe a mis en service au cours de l'exercice 2010 le parc éolien de Skopies, d'une capacité installée de 18 MW et situé en Béotie, au nord-ouest d'Athènes, ainsi que les parcs de Fokida 2 et Fokida 3, tous deux d'une capacité de 23 MW et situés en Grèce Centrale.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en Grèce était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Didimon (Péloponnèse)	36,0	janvier 2006	100 %
Rovas (Crète)	9,4	mars 2006	100 %
Profitis Ilias (Péloponnèse)	38,0	décembre 2006 ⁽¹⁾	100 %
Perdikovouni (Grèce Centrale)	24,0	août 2007	100 %
Kalyva (Grèce Centrale)	12,0	août 2007	100 %
Imerovigli (Îles Ioniennes)	30,0	février 2008	100 %
Viotia 2 (Béotie)	38,0	septembre 2009	52,2 %
Skopies (Grèce Centrale)	18,0	mars 2010	100 %
Fokida 2 (Grèce Centrale)	23,0	septembre 2010	97,8 %
Fokida 3 (Grèce Centrale)	23,0	décembre 2010	97,8 %
TOTAL	251,4	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	232,1	N.A.	N.A.

(1) 8 MW ont été mis en service en mars 2008.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en Grèce d'un portefeuille de projets en développement de 1 308 MW, dont 112,6 MW en construction. Les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Mousouron (Crète)	2,6	2 ^e trimestre 2011	50 %
Trikorfo (Grèce Centrale)	24,0	2 ^e trimestre 2011	100 %
Melissi (Boéotie)	36,0	4 ^e trimestre 2011	100 %
Lefkes (Péloponnèse)	30,0	2 ^e trimestre 2012	100 %
Belecheri (Péloponnèse)	20,0	4 ^e trimestre 2012	100 %
TOTAL	112,6	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	111,2	N.A.	N.A.

(d) Royaume-Uni**Une présence sous forme de partenariats**

EDF Energies Nouvelles est présent au Royaume-Uni depuis 2002 à la suite de l'acquisition d'enXco. Entre 2006 et 2010, le Groupe a mis en service plus de 190 MW au Royaume-Uni.

Depuis 2008, le Groupe est associé à EDF Energy, filiale britannique d'EDF, devenu le premier distributeur d'électricité au Royaume-Uni, au sein d'une société commune, EDF Energy Renewables. EDF Energy Renewables est détenue à parts égales par EDF Energies Nouvelles (50 %) et par EDF Energy (50 %). EDF Energies Nouvelles apporte à la Société son expertise en matière de développement et lui permet de bénéficier des conditions de ses contrats-cadre d'achat de

turbines (voir le Chapitre 22 du présent document de référence). De son côté, EDF Energy fournit les débouchés à l'électricité produite par les actifs de la Société, par le biais d'un contrat-cadre d'achat (*power purchase agreement*).

Développement récents

En 2010, le Groupe a mis en service en Écosse les parcs éoliens de Burnfoot Hill, d'une capacité de 26 MW, et de Rusholme, d'une capacité de 24 MW. Ces projets ont été développés et réalisés par EDF Energy Renewables.

Le Groupe a par ailleurs débuté la construction du parc éolien *offshore* de Teesside dans le Nord-Est de l'Angleterre, d'une capacité de 62 MW.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation au Royaume-Uni au 31 décembre 2010 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Cold Northcott (Cornouailles)	6,6	avril 1993	100 %
Great Orton (Cumbria)	4,0	décembre 1999	100 %
Cemmaes (Pays de Galles)	15,3	mars 2002	100 %
Llangwryfon (Pays de Galles)	9,3	octobre 2003	100 %
Glassmoor (Est de l'Angleterre)	16,0	juin 2006	100 %
Deeping Saint Nicholas (Est de l'Angleterre)	12,0	juin 2006	100 %
Red House (Est de l'Angleterre)	12,0	juin 2006	100 %
Red Tile (Est de l'Angleterre)	24,0	avril 2007	100 %
Walkway (Nord-Est de l'Angleterre)	14,0	juin 2008	50 %
Bicker Fen (Est de l'Angleterre)	26,0	septembre 2008	50 %
Long Park (Écosse)	38,0	novembre 2009	50 %
Rusholme (Yorkshire)	24,0	juin 2010	50 %
Burnfoot Hill (Écosse)	26,0	septembre 2010	50 %
TOTAL	227,2	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	163,2	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait par ailleurs au Royaume-Uni d'un portefeuille de projets en développement de 1 104 MW, dont 144 MW autorisés pour le parc de Fallago en Écosse et 68,5 MW en construction.

Au 31 décembre 2010, les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Fairfield (Cumbria)	6,5	1 ^{er} trimestre 2011	50 %
Teesside (Nord-Est de l'Angleterre)	62,0	4 ^e trimestre 2012	50 %
TOTAL	68,5	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	34,3	N.A.	N.A.

Le parc de Fairfield (6,5 MW) a été mis en service au cours du premier trimestre 2011.

(e) Italie

EDF Energies Nouvelles est présent dans l'éolien en Italie depuis 2001 avec sa filiale EDF EN Italia, sous la conduite d'Armando Manca di Villahermosa, spécialiste de la production indépendante d'électricité. Le développement du portefeuille du Groupe, mené jusqu'en 2008 en partenariat avec une entreprise locale, est désormais conduit par le Groupe seul.

Développements récents

En 2009, le Groupe a conclu un accord avec la société danoise Greentech Energy Systems A/S, un développeur européen de parcs éoliens. Cet accord portait sur l'acquisition de 50 % du projet éolien de Monte Italiene en Italie et sur l'établissement d'un partenariat de long terme.

Le parc éolien de Monte Grighine, développé par Greentech en Sardaigne et dont la mise en service s'est achevée en juin 2010, est le plus grand parc éolien d'Italie avec 43 turbines pour une capacité installée totale de 98,9 MW. Il est détenu à parts égales par EDF EN Italia et Greentech.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en Italie était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Nurri (Sardaigne)	22,1	novembre 2004	50 %
Andretta Bisaccia (Campanie)	70,0	juillet 2005	50 %
Sant' Agata (Pouilles)	72,0	mars 2007	50 %
Campidano (Sardaigne)	70,0	novembre 2008	50 %
Minervino (Pouilles)	32,0	juin 2009	50 %
Monte Grighine (Sardaigne)	98,9	décembre 2009 - juin 2010	50 %
TOTAL	365,0	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	182,5	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en Italie d'un portefeuille de projets en développement de 558 MW, dont 122 MW en construction. Les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Bonorva (Sardaigne)	74,0	4 ^e trimestre 2011	100 %
Vallata (Campanie)	48,0	2 ^e trimestre 2012	50 %
TOTAL	122,0	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	98,0	N.A.	N.A.

(f) Turquie

Depuis 2008, EDF Energies Nouvelles détient 50 % du capital de la société Polat Enerji, l'un des principaux développeurs éoliens en Turquie.

Cette opération a permis au Groupe de prendre position sur le marché turc en s'associant à un partenaire local connu, expérimenté et disposant d'un solide ancrage industriel, ainsi que d'une bonne connaissance du contexte réglementaire. La Turquie disposait de 1 200 MW de capacité installée à fin 2010 (*Source : EMRA/Electricity Market Regulatory Authority*) ; le pays possède des conditions naturelles très favorables à l'énergie éolienne.

Polat Enerji dispose de trois parcs éoliens en service d'une capacité totale de 128,2 MW (Burgaz, Sayalar et Soma 1) et de deux parcs d'une capacité cumulée de 91,2 MW en construction (Seyitali et Soma 2). Les parcs de Burgaz, Sayalar et Seyitali sont détenus à 50 %, en partenariat avec une entreprise locale.

Développements récents

En septembre 2010, Polat Enerji a achevé la mise en service du parc éolien de Soma 1, dans la province de Manisa. Avec une capacité installée de 79,2 MW et équipé de 88 turbines, il constitue l'un des plus grands parcs éoliens en service en Turquie.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens de Polat Enerji en exploitation en Turquie était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Burgaz (Dardanelles)	14,8	septembre 2007	25,0 %
Sayalar (Manisa)	34,2	juillet 2008	25,0 %
Soma 1 (Manisa)	79,2	décembre 2009 - septembre 2010	50,0 %
TOTAL	128,2	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	51,9	N.A.	N.A.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de projets en développement de Polat Enerji était de 226 MW, dont 91,2 MW en construction. Les parcs éoliens en construction étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Seyitali (Izmir)	30,0	3 ^e trimestre 2011	25,0 %
Soma 2 (Manisa)	61,2	1 ^{er} trimestre 2012	50,0 %
TOTAL	91,2	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	38,1	N.A.	N.A.

(g) Belgique

EDF Energies Nouvelles participe depuis 2003 à la construction d'un parc de 60 éoliennes *offshore* en mer du Nord dans le cadre du projet Thornton Bank développé par le consortium C-Power. Le Groupe détient désormais 18,3 % de C-Power, aux côtés de sociétés para-publiques belges (Socofe, Ecotech et Interelectra), de Dredging International, spécialiste des travaux maritimes, et de l'électricien RWE, auquel le Groupe a cédé 2,5 % du capital en 2009.

Ce parc, devant être construit en plusieurs phases, aura une capacité totale de 325 MW ; il est situé à 30 kilomètres des côtes belges, dans des eaux d'une profondeur de 12 à 25 mètres. Une fois toutes les tranches mises en service, le parc devrait atteindre une production d'électricité annuelle de l'ordre de 1 TWh. Ce parc sera l'un des plus importants parcs éoliens *offshore* en Europe.

Au 31 décembre 2010, six premières éoliennes, d'une capacité totale de 30 MW, étaient en service. La construction du reste du parc doit s'étaler jusqu'en 2013 ; en 2010, le Groupe a démarré la phase industrielle du projet avec le lancement de la construction des tranches 2 et 3 du parc (295 MW).

Ce projet donne l'opportunité à EDF Energies Nouvelles de participer à la réalisation d'un des plus importants projets éoliens *offshore* en Europe et d'acquérir un savoir-faire qui pourrait être utilisé pour le développement d'autres projets éoliens *offshore* en Europe, notamment dans le cadre de l'appel à projets que le gouvernement français envisage de lancer dans le domaine de l'éolien *offshore* (voir la section 6.5.1.1(a) du présent document de référence).

(h) Allemagne

Le Groupe est présent en Allemagne depuis 2002 à travers sa filiale à 100 %, enXco GmbH. Cette société, créée en 1995, a été intégrée au Groupe dans le cadre de l'acquisition d'enXco. enXco GmbH dispose actuellement de deux parcs éoliens d'une capacité cumulée de 7,6 MW dont le parc éolien d'Habscheid III mis en service en 2010, d'une capacité de 4,6 MW, dans le Land de Rhénanie-Palatinat. Par ailleurs, enXco GmbH intervient en exploitation et maintenance sur plusieurs parcs éoliens, d'une capacité totale de 70,9 MW.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en Allemagne était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Kröpelin (Mecklembourg-Poméranie Occidentale)	3,0	janvier 2002	100 %
Habscheid III (Rhénanie-Palatinat)	4,6	décembre 2010	100 %
TOTAL	7,6	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	7,6	N.A.	N.A.

(i) Autres participations

Inde

Le Groupe est présent en Inde depuis 2002 au travers d'un partenariat avec Batliboi, une société familiale indienne spécialisée dans l'ingénierie et les équipements industriels. La filiale commune, dont EDF Energies Nouvelles détient 50 % du capital, Batliboi enXco Ltd, a été constituée en 1996 entre enXco et Batliboi, puis intégrée au Groupe en 2002 avec l'acquisition du groupe enXco. Batliboi enXco Ltd, qui comptait 445 salariés au 31 décembre 2010, a pour activité principale l'exploitation et la maintenance de turbines éoliennes. Batliboi enXco Ltd est actuellement le premier

intervenant sur le marché indien de l'exploitation-maintenance, hors constructeurs de turbines.

6.5.1.2 Amérique du Nord

Outre l'Europe, le Groupe est également implanté en Amérique du Nord ; il dispose notamment de fortes positions aux États-Unis à travers sa filiale enXco. Au 31 décembre 2010, les parcs éoliens situés en Amérique du Nord (implantés aux États-Unis et au Mexique) représentaient 35,2 % de la capacité éolienne installée totale du Groupe.

(a) États-Unis

Un acteur majeur de l'éolien aux États-Unis

EDF Energies Nouvelles est implanté aux États-Unis à travers la société californienne enXco, acquise en 2002. Cette acquisition a permis au Groupe d'obtenir une taille critique sur le marché américain et de bénéficier de la réputation et des atouts d'enXco. Active depuis près de vingt-cinq ans, cette dernière jouit en effet d'une position privilégiée sur l'ensemble des métiers de la filière éolienne : le développement, la construction, l'investissement et l'exploitation-maintenance pour compte de tiers ainsi que le Développement-Vente d'Actifs Structurés (voir le paragraphe 6.5.10 du présent document de référence).

enXco est principalement implantée en Californie, dans le Midwest (Minnesota, Indiana) et dans le nord-ouest (Oregon, État de Washington). Au 31 décembre 2010, les parcs éoliens détenus par enXco représentaient une capacité installée totale de 961,1 MW.

Un contexte réglementaire important et globalement favorable

Aux États-Unis, avec l'installation de la nouvelle administration et l'adoption en février 2009 de l'*American Recovery and Reinvestment Act* (ARRA), l'énergie éolienne bénéficie d'un soutien encore accru des pouvoirs publics. Au-delà du renouvellement de la *Production Tax Credit*, qui permet de bénéficier de crédits d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite, jusqu'en 2012, l'ARRA autorise les développeurs éoliens susceptibles de bénéficier de la PTC à opter pour l'*Investment Tax Credit* (ITC). L'ITC, jusqu'alors réservé à l'énergie solaire, permet désormais de bénéficier de crédits d'impôts liés aux investissements dans l'énergie éolienne, à hauteur de 30 % du montant de ces investissements. Enfin, pour les parcs dont la construction démarre avant 2011, l'ARRA permet également aux développeurs éoliens d'opter pour un versement en numéraire du montant de l'ITC. Le parc de Hoosier (Indiana), d'une capacité de 106 MW et mis en service en 2009, a ainsi bénéficié de ces dispositions ainsi que plusieurs petites centrales solaires dans le New Jersey.

Outre ces mesures de soutien au niveau fédéral, certains États prennent localement des mesures afin d'encourager le développement d'énergies renouvelables. La plus importante de ces mesures impose des quotas obligatoires d'énergies renouvelables aux *utilities* (dits « *Renewable Portfolio Standards* » ou « RPS »). A la fin décembre 2010, plus de 30 États ainsi que le District de Columbia avaient instauré des RPS et d'autres États organisaient ou envisageaient de mettre en place de tels standards.

L'importance de l'activité d'Exploitation-Maintenance pour compte de tiers

enXco est le numéro un des services en exploitation et maintenance pour compte de tiers dans l'éolien aux États-Unis. Au 31 décembre 2010, enXco assurait l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens d'une capacité totale de plus de 4 800 MW aux États-Unis, soit plus de 5 300 turbines.

Sa compétence en exploitation-maintenance permet à enXco d'optimiser et d'assurer la pérennité de ses actifs industriels. Menée pour compte de tiers, cette activité est une source de revenus récurrents supplémentaires. Elle génère des contrats à moyen terme et permet d'offrir un service complet – du développement à la gestion des parcs – aux compagnies électriques américaines qui souhaitent détenir leurs centrales.

En 2010, enXco a notamment conclu six contrats d'exploitation (dont deux renouvellements) portant sur des turbines représentant une capacité cumulée de plus de 445 MW.

La poursuite de l'activité de Développement et le renforcement de l'activité d'Investissement

Outre ses activités historiques d'exploitation et de maintenance, enXco est aussi un acteur majeur dans le domaine du développement, et ce, en conformité avec les objectifs qu'EDF Energies Nouvelles a fixé en matière de stratégie et de rentabilité. enXco a mis en place les fondations d'une ambitieuse politique de développement reposant sur une présence équilibrée sur trois créneaux du marché : le développement et la propriété des parcs, le développement et la construction de parcs pour le compte de tiers (activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés), l'exploitation-maintenance des parcs. Cette stratégie lui offre souplesse et réactivité pour répondre à la diversité des besoins des différents États et acteurs du marché éolien.

Développements récents

En avril 2010, enXco, a signé un contrat de vente d'électricité (*Power Purchase Agreement*) avec la compagnie électrique américaine San Diego Gas & Electricity. D'une durée de 20 ans, ce contrat de vente porte sur l'électricité produite par le futur parc éolien de Pacific Wind 1 d'une capacité de 140 MW. Situé en Californie, ce parc devrait être mis en exploitation début 2012.

En mai 2010, enXco et la compagnie électrique américaine Indianapolis Power and Light (IPL) sont parvenues à un accord permettant la poursuite du projet de parc éolien de Lakefield d'une capacité de 205,5 MW. IPL et enXco se sont accordées sur la reprise du contrat tel que signé initialement, avec un nouveau calendrier prévoyant une mise en service au second semestre 2011.

Le parc éolien de Lakefield, qui est en cours de construction dans le sud-ouest du Minnesota, est le deuxième projet entre les deux sociétés, à la suite du parc de Hoosier dans l'Indiana qui fournit à IPL approximativement 2 % de ses ventes de détail.

En octobre 2010, enXco a conclu un contrat de vente d'électricité d'une durée de 20 ans avec la compagnie américaine Pacific Gas and Electric Company (PG&E). Ce nouveau contrat porte sur la production d'électricité du futur parc éolien de Shiloh III en Californie. La mise en service du parc, d'une capacité de 100 MW, est prévue pour fin 2011-début 2012.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation aux États-Unis était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Patterson Pass (Californie)	20,9	mars 1985	100,0 %
DifWind 1 (Californie)	7,3	décembre 1985	99,0 %
DifWind 2 (Californie)	5,4	décembre 1985	99,0 %
enXco 1 (Californie)	4,6	septembre 1986	100,0 %
DifWind 4 (Californie)	7,9	septembre 1986	99,0 %
DifWind 5 (Californie)	11,7	octobre 1986	99,0 %
DifWind 6 (Californie)	26,6	décembre 1986	99,0 %
DifWind 7 (Californie)	21,5	décembre 1986	99,0 %
DifWind 8 (Californie)	14,5	décembre 1986	99,5 %
DifWind 9 (Californie)	15,1	juin 1987	100,0 %
enXco 4 (Californie)	18,4	décembre 1988	100,0 %
enXco 5 (Californie)	55,1	janvier 1990	100,0 %
Alta Mesa (Californie)	9,0	février 1995	100,0 %
Moulton (Minnesota)	2,0	décembre 2001	100,0 %
Champepadan (Minnesota)	2,0	décembre 2001	100,0 %
Chanarambie (Minnesota)	85,5	décembre 2003	50,8 %
Viking (Minnesota)	12,0	décembre 2003	50,8 %
Oasis (Californie)	60,0	décembre 2004	50,0 %
enXco 5 bis (Californie)	9,0	mai 2006	100,0 %
Hawi (Hawaï)	10,6	mai 2006	60,0 %
Fenton (Minnesota)	205,5	novembre 2007	100,0 %
Wapsi North (Minnesota)	100,5	décembre 2008	100,0 %
Shiloh 2 (Californie)	150,0	janvier 2009	100,0 %
Hoosier (Indiana)	106,0	novembre 2009	100,0 %
TOTAL	961,1	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	878,1	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait aux États-Unis d'un portefeuille de projets en développement de 8 158 MW (représentant plus la moitié du portefeuille de projets éoliens en développement total du Groupe), dont 205,5 MW étaient en cours de construction.

Au 31 décembre 2010, enXco construisait le parc éolien de Lakefield pour le compte d'Indiana Power & Light, d'une capacité de 205,5 MW ; sa mise en service est prévue pour le deuxième semestre 2011.

Le 1^{er} avril 2011, Xcel Energy a résilié le contrat relatif au projet éolien de Merricourt (150 MW dans le Dakota du Nord) conduit dans le cadre des activités de Développement - Vente d'Actifs Structurés du Groupe. La décision d'Xcel Energy repose sur des inquiétudes exprimées récemment par les autorités de protection environnementales relatives à l'impact du projet sur les habitudes migratoires d'espèces aviaires. enXco, qui poursuit activement l'analyse de cet impact et considère avoir apporté à Xcel Energy les réponses nécessaires, conteste la pertinence et la matérialité des motifs de résiliation invoqués.

(b) Canada

En 2008, le consortium Saint-Laurent Energies, composé d'EDF Energies Nouvelles (60 %), du producteur d'électricité québécois Hydroméga (20 %) et du constructeur Renewable Energy Systems-RES

(20 %) a été retenu par Hydro-Québec Distribution pour la construction de cinq parcs éoliens d'une capacité totale de 954 MW au Québec. Ces cinq parcs, d'une capacité individuelle de 74 à 350 MW et équipés d'éoliennes de 2 MW chacune, devraient être mis en service entre 2012 et fin 2015.

Saint-Laurent Energies a conclu des contrats d'achat d'électricité (*power purchase agreements*) avec Hydro-Québec Distribution d'une durée de 20 ans et portant sur l'électricité produite par les parcs susvisés. Les premières demandes d'autorisation de construction ont été déposées, ce qui devrait permettre une mise en construction des premiers parcs en 2011.

Après la sortie d'Hydroméga du consortium en avril 2010, qui avait permis de porter les participations d'EDF Energies Nouvelles à 70 % et de Renewable Energy Systems-RES à 30 %, EDF EN Canada a acquis en février 2011 la participation de 30 % détenue par RES. À l'issue de cette opération, le Groupe détient ainsi 100 % de l'actionariat de Saint-Laurent Energies et de tous les projets en développement associés (soit un total de 1 003,2 MW, comprenant les cinq parcs susvisés – 954 MW – ainsi que deux projets d'une capacité totale de 49,2 MW gagnés en décembre 2010).

(c) Mexique

EVM, filiale mexicaine d'EDF Energies Nouvelles, dispose du parc éolien de La Ventosa de 67,5 MW, dont la seconde et dernière tranche de 30 MW a été mise en service en mars 2010. Ce parc est équipé de vingt-sept éoliennes d'une puissance unitaire de 2,5 MW, fournies par le fabricant américain Clipper Windpower.

L'intégralité de la production du parc est vendue au groupe Wal-Mart dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité d'une durée de 15 ans. L'exploitation et la maintenance des turbines est réalisée par Clipper au cours des cinq premières années, enXco, filiale américaine du Groupe, prenant le relais par la suite. La maintenance du *balance of plant* (génie civil et raccordement électrique) est effectuée par enXco.

6.5.2 SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

Depuis 2008, le solaire photovoltaïque est le deuxième axe de développement prioritaire du Groupe ; il s'est ainsi fixé pour objectif d'atteindre une capacité nette détenue en propre d'au moins 500 MWC à l'horizon 2012 (voir le Chapitre 12 du présent document de référence).

Le solaire photovoltaïque a représenté en 2010 9,2 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets de centrales photovoltaïques en développement de 3 646 MWC, dont 162,6 MWC en construction et 99 MWC autorisés. Par ailleurs, il dispose, à cette même date, d'une capacité installée de 267,1 MWC (dont 233,2 MWC détenus en propre), soit un triplement des capacités par rapport au 31 décembre 2009. En 2009, le Groupe a mis en service 186,2 MWC supplémentaires en capacité brute et 165 MW en capacité nette.

Au 31 décembre 2010, les capacités solaires photovoltaïques nettes en exploitation ou construction totalisaient 334,5 MWC, en avance sur l'objectif de 500 MWC à horizon 2012.

Au travers de ses équipes de développeurs et de ses partenariats, le Groupe se développe actuellement dans le solaire photovoltaïque au sol et en toiture dans six pays principaux : France, Italie, Espagne, Grèce, États-Unis et Canada.

(a) Europe

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose en Europe de 79 centrales en service d'une capacité totale installée de 202,3 MWC (dont 168,4 MWC

détenus en propre), ce qui représentait plus de 75 % de la capacité totale installée du Groupe en solaire photovoltaïque. Par ailleurs, à cette même date, le Groupe disposait en Europe d'un portefeuille de centrales en construction d'une capacité cumulée de 90 MWC.

En Europe, le Groupe est présent dans le solaire photovoltaïque principalement dans quatre pays : France, Italie, Espagne et Grèce.

France

Fin 2010, la France disposait d'une capacité installée cumulée de près de 1 025 MWC, soit un quasi-triplement par rapport à 2008 (*Source : ministère de l'Écologie, de l'Énergie et du Développement durable*). Par ailleurs, en 2008, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, le Comité opérationnel des énergies renouvelables (Comop ENR) a fixé pour la France un objectif de 1 100 MWC de capacité installée cumulée dans la filière solaire photovoltaïque à horizon 2012 (*Source : Comop ENR*).

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose en France de dix centrales photovoltaïques en exploitation d'une capacité cumulée de 68,7 MW. Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a mis en service deux tranches de la centrale au sol de Gabardan (Landes, 24 MWC), ainsi que les centrales au sol de Pierrefonds (3,5 MWC), Montendre (5,5 MWC) et Puylobier (6,5 MWC). La centrale de Gabardan inclut une tranche de 2 MWC fixés sur *trackers*, structures permettant de suivre la course du soleil.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en exploitation en France était le suivant :

Site	Capacité (en MWC)	Date de mise en service	Détention (en %)
Narbonne (Aude)	7,1	décembre 2008	100,0 %
Montesquieu (Gironde)	0,1	décembre 2008	100,0 %
Themis (Pyrénées-Orientales)	0,2	décembre 2008	100,0 %
La Roseraie (La Réunion)	10,5	décembre 2009	100,0 %
Sainte-Tulle (Alpes de Haute-Provence)	5,2	décembre 2009	100,0 %
Manosque (Alpes de Haute-Provence)	4,1	décembre 2009	100,0 %
Gabardan 1 (Landes)	12,0	juin 2010	100,0 %
Gabardan 4 (Landes)	12,0	juin 2010	100,0 %
Gabardan Trackers (Landes)	2,0	juin 2010	100,0 %
Pierrefonds (La Réunion)	3,5	décembre 2010	100,0 %
Montendre (Charente-Maritime)	5,5	décembre 2010	100,0 %
Puylobier (Bouches-du-Rhône)	6,5	novembre 2010	100,0 %
ENR ⁽¹⁾	1,6	n.a.	100,0 %
TOTAL	70,2	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	69,4	N.A.	N.A.

(1) Installations d'énergies réparties.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en France d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 2 125 MWc (soit plus de la moitié du portefeuille de projets photovoltaïques en développement du Groupe), dont 17 MWc en Corse et dans les DOM TOM.

Enfin, au cours du premier trimestre 2011, le Groupe a mis en service la centrale de Blauvac (2,6 MWc).

Le Groupe s'appuie notamment sur son partenariat avec la société allemande Beck Energy au sein de la société Colsun, créée en 2008 et dont les activités sont centrées sur la construction de centrales solaires au sol et la réalisation du lot électrique pour les projets en toiture.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en construction en France était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)	Pour compte propre/ pour compte de tiers
Blauvac (Vaucluse)	2,6	1 ^{er} trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Bouloc (Haute-Garonne)	10,1	2 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Saint-Symphorien-Beguery (Gironde)	12,0	2 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Gabardan 6 (Landes)	6,3	2 ^e trimestre 2011	n.a.	pour compte de tiers
Gabardan 7 (Landes)	3,0	3 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Potiche (Martinique)	4,7	3 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Romilly-sur-Seine (Aube)	7,5	4 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Saint-Marcel sur Aude (Aude)	10,0	4 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Valensole (Alpes de Haute-Provence)	12,0	4 ^e trimestre 2011	100,0 %	pour compte propre
Avon-les-Roches (Indre-et-Loire)	10,8	4 ^e trimestre 2011	n.a.	pour compte de tiers
ENR ⁽¹⁾	5,2	2011	50 %	pour compte de tiers
Toitures	18,8	2011	n.a.	pour compte de tiers
Hangars	9,5	2011	n.a.	pour compte de tiers
TOTAL	112,5	N.A.	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	64,6	N.A.	N.A.	N.A.

(1) Installations d'énergies réparties.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en France d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 2 125 MWc (soit plus de la moitié du portefeuille de projets photovoltaïques en développement du Groupe), dont 17 MWc en Corse et dans les DOM-TOM.

Le décret du 9 décembre 2010 a suspendu pour trois mois l'obligation d'achat par EDF de l'électricité solaire photovoltaïque. Le Groupe disposait alors, dans les « files d'attente » ERDF et RTE, de 795 MWc bruts de projets bénéficiant des tarifs antérieurs au décret. Selon les informations communiquées par les gestionnaires de réseaux, le Groupe disposait ainsi de l'ordre de 25 % de l'ensemble des projets raccordés et/ou en « files d'attente » en France métropolitaine. Cependant, compte tenu du maintien de la période maximale de 18 mois pour réaliser les projets concernés, le Groupe ne pourra mener à terme la totalité des 795 MWc en raison du temps nécessaire à leur réalisation et des délais de raccordement.

Pour les projets hors « files d'attente » ou qui ne pourraient être réalisés dans le délai susvisé, ils seront soumis aux nouvelles conditions de rachat fixées par l'arrêté du 4 mars 2011 (voir le paragraphe 6.7.3 du présent document de référence).

Italie

Fin 2010, l'Italie disposait d'une capacité installée cumulée de 2 902 MWc, soit plus du double de 2009, auxquels il convient d'ajouter environ 3 700 MWc dont les travaux de construction, d'après les déclarations des titulaires au GSE, étaient terminés au 31 décembre 2010 et qui devaient être raccordés au réseau avant le 30 juin 2011 (Source : GSE). Au cours de l'exercice 2010, le gouvernement italien a décidé une baisse progressive du prix de rachat de l'électricité d'origine solaire photovoltaïque, qui est mise en œuvre sur une base quadrimestrielle (voir la section 6.7.3 du présent document de référence).

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose en Italie de 59 centrales photovoltaïques en exploitation d'une capacité cumulée de 90,8 MWc. Au cours de l'exercice 2010, il a notamment mis en service les centrales photovoltaïques au sol de Loreo (12,6 MWc, en Vénétie) et Priolo (13,5 MWc, en Sicile). Sur l'ensemble de l'exercice 2010, 36 autres centrales au sol ou grandes toitures, chacune d'une capacité comprise entre 0,3 et 2,9 MWc, représentant une capacité totale de 38,1 MWc, ont été mises en service en Italie.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de projets de centrales photovoltaïques en service en Italie était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Bosco (Ombrie)	0,9	novembre 2007	50,0 %
Vascigliano (Ombrie)	0,8	avril 2008	50,0 %
Dolci (Ombrie)	0,4	août 2008	50,0 %
San Faustino (Ombrie)	1,0	août 2008	50,0 %
Thyssen Krupp (Ombrie)	0,7	octobre 2008	50,0 %
Veglie (Pouilles)	0,9	novembre 2008	50,0 %
Lequile (Pouilles)	1,0	décembre 2008	50,0 %
Villacidro ASI A (Sardaigne)	0,9	janvier 2009	100,0 %
Villacidro ASI B (Sardaigne)	0,9	janvier 2009	100,0 %
Villacidro ASI C (Sardaigne)	0,9	janvier 2009	100,0 %
San Pietro Vernotico 3 (Pouilles)	1,0	juin 2009	100,0 %
Camerata Picena 3 (Marches)	0,9	octobre 2009	50,0 %
Santa Sofia (Ombrie)	3,1	novembre 2009	50,0 %
Camerata Picena 4 (Marches)	0,9	décembre 2009	50,0 %
Lequile 5 (Pouilles)	1,0	décembre 2009	50,0 %
Lequile 6 (Pouilles)	1,0	décembre 2009	50,0 %
Galatone (Pouilles)	0,8	décembre 2009	50,0 %
San Pietro Vernotico 1 (Pouilles)	0,9	décembre 2009	100,0 %
San Pietro Vernotico 2 (Pouilles)	0,9	décembre 2009	100,0 %
Ferentino (Latium)	0,3	janvier 2010	65,0 %
San Sisto (Ombrie)	0,5	janvier 2010	65,0 %
Camerata Picena 5 (Marches)	0,9	mars 2010	50,0 %
Marsciano (Ombrie)	1,8	avril 2010	50,0 %
Stornarella (Pouilles)	0,9	juin 2010	100,0 %
Lugnano in Teverina (Ombrie)	1,0	juin 2010	50,0 %
Polverigi (Marches)	0,9	juillet 2010	50,0 %
Casamassima (Pouilles)	0,9	septembre 2010	50,0 %
Adelfia (Pouilles)	0,9	septembre 2010	50,0 %
San Severo (Pouilles)	0,9	septembre 2010	100,0 %
Collemarco (Ombrie)	1,0	septembre 2010	50,0 %
Chiaravalle 1 (Marches)	0,9	septembre 2010	50,0 %
Chiaravalle 2 (Marches)	0,5	septembre 2010	50,0 %
Thyssen Krupp 2 (Ombrie)	2,2	septembre 2010	50,0 %
Apiro (Marches)	0,8	septembre 2010	50,0 %
Loreo (Vénétie)	12,6	novembre 2010	100,0 %
Priolo (Sicile)	13,5	novembre 2010	90,0 %
Terralba 1 (Sardaigne)	1,9	décembre 2010	100,0 %
Marrubiu 1 (Sardaigne)	4,3	décembre 2010	100,0 %
Torre Santa Susanna (Pouilles)	1,0	décembre 2010	100,0 %
Lecce 2 (Pouilles)	1,0	décembre 2010	100,0 %
Ajello 1 (Sicile)	1,0	décembre 2010	100,0 %
San Demetrio (Pouilles)	1,0	décembre 2010	50,0 %

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service	Détention (en %)
Noicattaro (Pouilles)	1,0	décembre 2010	50,0 %
Leporano (Pouilles)	0,9	décembre 2010	50,0 %
Palagiano (Pouilles)	0,9	décembre 2010	50,0 %
San Giorgio Jonico (Pouilles)	0,9	décembre 2010	50,0 %
Palagianello (Pouilles)	0,9	décembre 2010	50,0 %
Ferentino 2 Area Grande (Latium)	1,3	décembre 2010	65,0 %
Serra dei Conti 2 (Marches)	0,9	décembre 2010	50,0 %
Marrubiu 2 (Sardaigne)	3,4	décembre 2010	100,0 %
Lecce 1 (Pouilles)	1,0	décembre 2010	100,0 %
Uras 1 (Sardaigne)	1,9	décembre 2010	100,0 %
Uras 2 (Sardaigne)	2,9	décembre 2010	100,0 %
Filottrano 4 (Marches)	0,5	décembre 2010	50,0 %
Casanova (Ombrie)	1,0	décembre 2010	50,0 %
Campetta (Ombrie)	1,0	décembre 2010	50,0 %
S. Eufizio (Ombrie)	0,5	décembre 2010	50,0 %
Fratte Todina (Ombrie)	1,0	décembre 2010	50,0 %
Ostra (Marches)	0,9	décembre 2010	50,0 %
TOTAL	90,8	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	70,3	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose par ailleurs en Italie d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 287 MWc, dont 27,6 MWc en construction. En 2010, le Groupe a ainsi lancé la construction de la centrale d'Augusta (6,7 MWc) située en Sicile et celle d'Ancona (3,3 MWc) située dans les Marches ainsi que de 20 centrales au sol ou grandes toitures d'une capacité totale de 17,6 MWc.

Le portefeuille de projets de centrales photovoltaïques du Groupe en construction en Italie au 31 décembre 2010 était le suivant :

Site	Capacité (en MWc)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Augusta (Sicile)	6,7	1 ^{er} trimestre 2011	100,0 %
Serra dei Conti 1 (Marches)	0,9	2 ^e trimestre 2011	50,0 %
Fermo (Marches)	0,5	2 ^e trimestre 2011	50,0 %
Lugnano 2 (Ombrie)	1,0	2 ^e trimestre 2011	50,0 %
Giovinazzo 3 (Pouilles)	1,6	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Giovinazzo 1 (Pouilles)	1,0	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Giovinazzo 2 (Pouilles)	1,0	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Terlizzi 1 (Pouilles)	0,8	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Molfetta 1 (Pouilles)	0,9	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Ferentino 2 Area Piccola (Latium)	0,3	2 ^e trimestre 2011	65,0 %
Benevento (Campanie)	0,7	2 ^e trimestre 2011	65,0 %
Molfetta 2 (Pouilles)	0,6	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Terlizzi 2 (Pouilles)	0,6	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Terlizzi 3 (Pouilles)	1,0	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Faggiano (Pouilles)	0,9	2 ^e trimestre 2011	50,0 %
Supersano (Pouilles)	1,0	2 ^e trimestre 2011	100,0 %
Ancona (Marches)	3,3	2 ^e trimestre 2011	50,0 %
Mazzarino (Sicile)	1,0	2 ^e trimestre 2011	65,0 %
Gela Maganuco (Sicile)	0,9	2 ^e trimestre 2011	70,0 %
Erchie (Pouilles)	0,9	3 ^e trimestre 2011	50,0 %
Castellaneta (Pouilles)	0,9	3 ^e trimestre 2011	50,0 %
Vigne di Narni (Ombrie)	1,0	3 ^e trimestre 2011	50,0 %
TOTAL	27,6	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	20,1	N.A.	N.A.

Espagne

En Espagne, de nombreux fonds d'investissement, sociétés immobilières et fournisseurs d'électricité ont investi dans le solaire photovoltaïque, encouragés par un cadre législatif et réglementaire incitatif ; en 2008, ce contexte a néanmoins évolué avec des conditions d'achat de l'électricité moins favorables. Devant ce fort développement, le gouvernement espagnol a en outre décidé de

limiter à 500 MWc par an les autorisations de nouvelles centrales en 2009 et 2010, et à environ 450 MWc en 2011. En outre, au cours de l'exercice 2010, le gouvernement espagnol a décidé de réduire le tarif de rachat de l'électricité d'origine solaire photovoltaïque (voir section 6.7.3 du présent document de référence). L'Espagne disposait d'une capacité totale installée de près de 3 800 MW à fin novembre 2010 (Source : CNE).

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a mis en service trois centrales d'une capacité cumulée de 28,6 MWC. Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en service en Espagne était le suivant :

Site	Capacité (en MWC)	Date de mise en service	Détention (en %)
Puente de Genave (Andalousie)	2,1	juin 2008	17,1 %
Ecija (Andalousie)	2,1	septembre 2008	17,1 %
San Martin de Pusa (Castille La Manche)	2,5	septembre 2008	17,1 %
Casatejada (Extremadura)	11,4	mars 2010	90,0 %
Valdecaballeros (Extremadura)	11,4	juin 2010	90,0 %
La Rambla (Andalousie)	5,7	juin 2010	17,1 %
TOTAL	35,3	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	22,7	N.A.	N.A.

Par ailleurs, le Groupe détient, depuis 2008, 90 % du capital de la société Fotosolar, société espagnole qui opère dans le développement, la construction et la maintenance de centrales photovoltaïques au sol et en toiture.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en Espagne d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 37 MWC.

Grèce

Fin 2010, la Grèce disposait d'une capacité totale installée de 56 MWC. De grands acteurs de l'éolien entendent se développer sur le marché du solaire photovoltaïque, tel que PPC Renewables, filiale de l'électricien national Public Power Corporation (PPC). Le développement des projets photovoltaïques y est conduit par EEN Hellas et RETD, filiales d'EDF Energies Nouvelles.

En 2010, le Groupe a mis en service la centrale au sol de Xirokambi dans le Péloponnèse, d'une capacité de 6 MWC.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en Grèce d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 218 MWC.

(b) Amérique du Nord**États-Unis**

Fin 2009, les États-Unis disposaient d'une capacité totale installée de 1 650 MWC, soit une progression de 40,7 % par rapport à 2008 (Source : EPIA). Le marché devrait bénéficier du renouvellement de l'Investment Tax Credit jusqu'en 2016 ainsi que des engagements affichés par la nouvelle administration américaine.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en service aux États-Unis était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MWC)	Date de mise en service	Détention (en %)
Fresno (Californie)	0,3	janvier 2008	100,0 %
Sacramento SMUD (Californie)	1,2	août 2008	100,0 %
Black River (New Jersey)	0,1	mars 2008	100,0 %
Hall's Warehouse (New Jersey)	1,8	janvier 2009	100,0 %
Bayshore Recycling (New Jersey)	0,7	février 2009	100,0 %
Steven's Institute (New Jersey)	0,2	avril 2009	100,0 %
Carrier Clinic (New Jersey)	1,8	décembre 2009	100,0 %
TOTAL	6,1	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	6,1	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en construction aux États-Unis était le suivant :

Site	Capacité (en MWC)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
Ponoco Raceway (Pennsylvanie)	3,0	1 ^{er} trimestre 2011	pour compte de tiers
Matrix (New Jersey)	2,9	1 ^{er} trimestre 2011	pour compte de tiers
LIPA (New York)	16,6	3 ^e trimestre 2011	100 %
TOTAL	22,5	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	16,6	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait aux États-Unis d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 704 MWC.

Canada

Le Groupe, prenant appui sur la notoriété acquise dans l'éolien avec un programme portant sur 1 003 MW (voir le paragraphe 6.5.1.2(b) du présent document de référence), développe également un portefeuille de projets de centrales photovoltaïques au Canada.

La plupart de ces projets sont situés dans l'Ontario. Ils sont conduits par EDF EN Canada, la filiale canadienne du Groupe.

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a mis en service trois grandes centrales photovoltaïques au Canada, d'une capacité totale de 35,3 MWC.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales photovoltaïques du Groupe en service au Canada était ainsi le suivant :

Site	Capacité (en MWC)	Date de mise en service	Détention (en %)
Arnprior A (Ontario)	11,4	décembre 2009	100,0 %
Arnprior B (Ontario)	12,0	décembre 2009	100,0 %
Elmsley East (Ontario)	11,9	décembre 2010	100,0 %
Elmsley West (Ontario)	11,9	décembre 2010	100,0 %
St Isidore (Ontario)	11,5	décembre 2010	100,0 %
TOTAL	58,7	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	58,7	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait au Canada d'un portefeuille de projets photovoltaïques en développement de 54 MWC.

6.5.3 HYDRAULIQUE

L'hydraulique a représenté en 2010 3,7 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en hydraulique de 131,4 MW installés (dont 102,9 MW détenus en propre), soit 3,8 % de la capacité installée totale du Groupe.

(a) France

L'énergie hydraulique est la plus ancienne des énergies renouvelables. La petite hydraulique est une activité historique

du Groupe ; elle est la première technologie dans laquelle EDF Energies Nouvelles a développé son savoir-faire et ce, avant même l'entrée au capital d'EDF. Aujourd'hui, la filière connaît peu d'évolution en raison d'un nombre limité d'opportunités de développement en Europe et aux États-Unis. Néanmoins, le bon fonctionnement des centrales en période d'hydraulicité favorable assure au Groupe des revenus récurrents.

Au 31 décembre 2010, EDF Energies Nouvelles exploite sept usines hydroélectriques, dans le Rhône (une), en Corse (quatre) et en Guadeloupe (deux), d'une capacité cumulée de 18,4 MW. Le tableau ci-dessous présente le portefeuille de centrales hydrauliques du Groupe en exploitation en France au 31 décembre 2010 :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Couzon (Rhône)	3,5	1983	100 %
Via Nova (Corse)	1,5	1989	100 %
Asco (Corse)	4,7	1990-1992	100 %
Carbet (Guadeloupe)	3,5	1993	100 %
Canal Saint-Louis (Guadeloupe)	0,5	1995	100 %
Scopamène (Corse)	3,6	1998	100 %
Soccia (Corse)	1,1	1998	100 %
TOTAL	18,4	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	18,4	N.A.	N.A.

(b) Bulgarie

EDF Energies Nouvelles est présent sur le marché de l'hydraulique bulgare depuis 2000 soit seule, soit sous forme de partenariats. Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait de quatre sites de production

en Bulgarie : Pirin-Spanchevo (deux usines d'une capacité totale de 49 MW, en partenariat avec un industriel bulgare – LITEX –), Passarel-Kokaliene (deux usines d'une capacité totale de 56 MW), Ogosta (une usine d'une capacité de 5 MW, en partenariat avec LITEX), et Germanea (une usine d'une capacité de 3 MW, en partenariat).

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales hydroélectriques du Groupe en exploitation en Bulgarie se répartissait comme suit :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Passarel-Kokaliene	56,0	1954 et 1981	100 %
Pirin-Spanchevo	49,0	1981 et 1993	50 %
Ogosta	5,0	2002	50 %
Germanea	3,0	2010	51 %
TOTAL	113,0	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	84,5	N.A.	N.A.

Le Groupe a cédé au premier trimestre 2011 à son partenaire local LITEX les centrales de Pirin-Spanchevo et Ogosta. Enfin, le Groupe s'appuie sur son implantation historique en Bulgarie pour y développer sa présence dans le photovoltaïque, où il dispose d'un portefeuille de projets en développement de 117 MWC.

6.5.4 BIOGAZ

Le biogaz a représenté en 2010 3,3 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2010, le Groupe détenait neuf centrales biogaz en France, en Belgique et aux États-Unis d'une capacité cumulée de 56,1 MW (dont 55,5 MW détenus en propre) et 8 centrales d'une capacité cumulée de 8 MW étaient en cours de construction en France.

En Europe, le développement de la filière est conduit par la société belge Verdesis. Contrôlée par le Groupe depuis 2007, son activité est la commercialisation, l'installation et la maintenance d'équipements de traitement de biogaz issu de centres d'enfouissement, de stations d'épuration ou de la méthanisation de déchets organiques.

Aux États-Unis, le Groupe a acquis en juin 2010 100 % de la société américaine Beacon Landfill Gas Holding LLC, spécialiste des installations de biogaz. La société détient principalement deux unités de production de biogaz, situées dans l'ouest de la Pennsylvanie sur des centres d'enfouissement exploités par les groupes industriels Veolia et Allied Waste Service. Le potentiel de production de biogaz des deux centrales permet d'alimenter en moyenne l'équivalent d'une centrale électrique d'une puissance de 50 MW (près de 65 MW à terme avec l'augmentation de la production de gaz).

Cette acquisition s'inscrit dans la stratégie du Groupe de réaliser, parallèlement au développement de l'éolien et du solaire, des investissements sélectifs dans de nouvelles filières ayant un potentiel de développement intéressant.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales biogaz en exploitation du Groupe se répartissait comme suit :

Site	Pays	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Marche-en-Famenne	Belgique	0,03	janvier 2009	100,0 %
La Ciotat	France	1,2	janvier 2009	100,0 %
Chagny	France	1,0	août 2009	100,0 %
Saint-Laurent de Cognac – Revico Energies	France	0,8	décembre 2009	50,0 %
Orange – Delta déchets	France	1,0	juin 2010	100,0 %
Beacon	États-Unis	50,0	juin 2010	100,0 %
LDC	France	0,3	août 2010	51,0 %
Calitom	France	0,8	août 2010	100,0 %
IKOS – Fresnoy Folny	France	0,9	décembre 2010	100,0 %
TOTAL	N.A.	56,0	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	N.A.	55,5	N.A.	N.A.

Au 31 décembre 2010, le portefeuille de centrales biogaz en construction du Groupe se répartissait comme suit :

Site	Pays	Capacité (en MW)	Date de mise en service prévue	Détention (en %)
SEMAG – Gardanne	France	0,8	1 ^{er} trimestre 2011	100,0 %
Veolia – Gizay	France	0,8	2 ^e trimestre 2011	100,0 %
CSDUo4 – Valensole	France	0,6	2 ^e trimestre 2011	51,0 %
LELY – Grenoble	France	2,0	4 ^e trimestre 2011	100,0 %
SMD3 – Saint-Laurent-des-Hommes	France	0,6	4 ^e trimestre 2011	100,0 %
IKOS Bimont	France	0,8	4 ^e trimestre 2011	100,0 %
ORC	France	0,2	4 ^e trimestre 2011	100,0 %
VALDIS – Issé	France	2,1	1 ^{er} trimestre 2012	53,5 %
TOTAL	N.A.	8,0	N.A.	N.A.
TOTAL – PART DU GROUPE	N.A.	6,7	N.A.	N.A.

6.5.5 BIOMASSE

La biomasse a représenté en 2010 4,5 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2010, le Groupe disposait en biomasse de 26 MW installés (dont 18,2 MW détenus en propre), soit 0,7 % de la capacité totale installée du Groupe.

EDF Energies Nouvelles détient, par l'intermédiaire de sa filiale à 100 % SIIF Energies Iberica, en partenariat avec Hermanos Santa Maria

(un producteur d'huile d'olive), une usine située à Lucena (Andalousie) de 26 MW, valorisant 180 000 tonnes par an de résidus d'olives humides, réduits à 77 000 tonnes après extraction d'huile, des noyaux et séchage. L'usine de Lucena est composée d'une unité de cogénération de 12,8 MW (dont 9 MW détenus en propre) et d'une unité de biomasse de 13,2 MW (dont 9,2 MW détenus en propre).

6.5.6 COGÉNÉRATION ET PRODUCTION THERMIQUE À PARTIR D'ÉNERGIES FOSSILES

La cogénération et la production thermique à partir d'énergies fossiles ont représenté 3,1 % des ventes d'électricité du Groupe en 2010. Cette activité est exclusivement menée en France.

L'exploitation de centrales thermiques et de cogénération à partir d'énergies fossiles est une activité historique, dont le Groupe se désengage progressivement. Au cours de l'exercice 2009, le Groupe avait ainsi cédé les centrales de cogénération de Chabossière (7,4 MW) et de Seclin (5,0 MW). Au cours de l'exercice 2010, ce

désengagement s'est poursuivi avec la cession des deux centrales thermiques d'Energies Antilles (16,7 MW) et Energies Saint-Martin (13,6 MW) situées outre-mer, ainsi que l'arrêt de la production de la centrale de cogénération de Mulhouse (7,6 MW).

Au 31 décembre 2010, le Groupe ne disposait donc plus que d'une centrale de cogénération d'une capacité de 19,2 MW installés (dont 6,7 MW détenus en propre par le Groupe).

6.5.7 ÉNERGIES RENOUVELABLES RÉPARTIES

Depuis 2008, le Groupe a décidé d'accélérer le développement de sa présence dans les énergies réparties, prioritairement dans le solaire photovoltaïque distribué. Ce développement est conduit par l'intermédiaire d'EDF Energies Nouvelles Réparties (« EDF ENR »), société détenue à parité avec EDF et consolidée par intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles depuis le 1^{er} janvier 2008.

Les principales technologies couvertes par le Groupe dans le cadre des énergies renouvelables réparties sont les suivantes :

- ▶ le solaire photovoltaïque distribué : les panneaux photovoltaïques situés sur le toit de bâtiments produisent de l'électricité vendue au réseau électrique ;

- ▶ le bois énergie : poêles, inserts, et cheminées à foyer fermé sont des appareils qui permettent de chauffer l'air ou d'alimenter un chauffage central ; ils brûlent du bois sous forme de bûches ou de granulés ; et

- ▶ les pompes à chaleur : ce sont des systèmes thermodynamiques qui « pompent » les calories gratuites du milieu ambiant (air, eau ou sol) pour les restituer dans le bâtiment afin d'y assurer le chauffage ou la production d'eau chaude sanitaire ; ces systèmes performants consomment une quantité d'électricité plusieurs fois inférieure à l'énergie restituée.

(a) Le solaire photovoltaïque distribué

L'activité d'installation des panneaux PV est l'axe central de la croissance d'EDF Energies Nouvelles Réparties et vise deux types de marché distincts :

- ▶ d'une part, les clients particuliers souhaitant installer des panneaux photovoltaïques d'une capacité inférieure à 3 kWc sur le toit de leur maison ; et
- ▶ d'autre part, une clientèle de professionnels (entreprises, agriculteurs et collectivités locales) à travers l'installation de grandes surfaces de panneaux photovoltaïques d'une capacité de l'ordre de 20 à 150 kWc sur les toits de grands bâtiments privés ou publics (tels que des groupes scolaires, des hangars, des bâtiments à usage commercial et de grandes surfaces résidentielles), les installations d'une capacité supérieure à 150 kWc étant généralement prises en charge par EDF EN France.

Cette activité est conduite en partenariat avec Photon Power Technologies, filiale créée en 2006 par le Groupe. EDF ENR détenait depuis janvier 2009 51 % du capital de Photon Power Technologies ; en mai 2010, les 49 % restants ont été acquis par EDF ENR et la dénomination de la Société est devenue en juillet 2010 EDF ENR Solaire.

EDF ENR et EDF ENR Solaire proposent des offres complètes incluant équipements et services aux entreprises, aux professionnels et aux particuliers, en s'appuyant notamment sur un réseau d'installateurs qualifiés et une équipe de vente solide (350 collaborateurs, 15 agences régionales, un centre d'appels,...). En 2010, EDF ENR et EDF ENR Solaire ont ainsi installé chez les particuliers 3 759 systèmes photovoltaïques contre 3 460 en 2009 et installé près de 13,6 MWc (dont 10,7 MWc clé en main) chez les professionnels, contre 6,5 MWc en 2009.

(b) Les pompes à chaleur et le bois énergie

Outre l'accélération de son développement dans le solaire photovoltaïque distribué, le Groupe est également présent dans les filières des pompes à chaleur et du bois énergie, qui ne constituent néanmoins pas un axe de développement pour le Groupe.

Les activités de pompes à chaleur (activité conduite par la société RIBO) et d'appareils de chauffage à bois (activité conduite par la Société Supra, détenue à 81,28 % et cotée sur le marché Euronext Paris) ont connu en 2010 une année difficile. Supra et RIBO ont subi de plein fouet la crise économique et ont été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt, et la conjoncture économique qui par essence a un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages. Supra et RIBO ont ainsi enregistré des pertes au cours de l'exercice 2010 (voir la section 9.2.2 du présent document de référence).

Dans ce contexte, le Groupe a décidé d'adopter une attitude prudente et de passer un ensemble de provisions et dépréciations ayant un impact global de (43) millions d'euros sur le résultat net consolidé du Groupe, et de (19,6) millions d'euros sur le résultat net part du Groupe. Ces provisions et dépréciations concernent à la fois les activités de bois énergie et de pompes à chaleur, ainsi qu'un certain nombre de participations minoritaires détenues par EDF Energies Nouvelles Réparties (voir note 1 des comptes consolidés inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence).

(c) Participations industrielles

Tenesol

EDF ENR détient 50 % de la société Tenesol, aux côtés de Total, qui en détient également 50 %. Tenesol est présent dans la recherche-développement, la fabrication de modules solaires photovoltaïques, la conception, la commercialisation, l'installation, l'exploitation et la maintenance de systèmes photovoltaïques. Présent dans plus de 50 pays dans le monde, Tenesol a, en 2010, fabriqué plus de 500 000 modules photovoltaïques et réalisé un chiffre d'affaires de 304 millions d'euros.

Jacques Giordano Industries

EDF ENR détient une participation de 25 % dans la société Jacques Giordano Industries (JGI), fabricant français de capteurs solaires thermiques.

6.5.8 BIOCARBURANTS

EDF Energies Nouvelles est entré en 2007 à hauteur de 25 % au capital de la société Alcogroup, qui rassemble les activités de Production et Distribution d'éthanol de la société belge Alcofinance.

Cette opération a permis au Groupe de prendre position dans la filière des biocarburants et de profiter du savoir-faire et de l'expérience d'un leader européen du marché de l'éthanol, doté d'un puissant réseau commercial et logistique.

La réalisation d'une première unité de production d'éthanol carburant à Gand, en Belgique, mise en service en 2008, a constitué la première concrétisation de ce partenariat. Cette usine, dont Alcogroup détient 51 %, dispose d'une capacité de production de 150 000 m³ par an.

6.5.9 ENERGIES MARINES

Partenariat avec DCNS

En 2009, EDF Energies Nouvelles et DCNS, leader européen des systèmes navals de défense, ont conclu un accord de partenariat portant sur le développement et la réalisation en Europe de projets dans les énergies marines. Ce partenariat permettra aux deux sociétés d'unir leurs expertises respectives dans le développement,

la réalisation et la maintenance en Europe de projets dans les énergies marines. Les projets qui pourraient être menés dans le cadre de ce partenariat concerneront des réalisations dans le domaine de l'énergie des vagues, de l'énergie des courants marins et de l'énergie thermique des mers. Les premières réalisations pourraient voir le jour dans les DOM-TOM.

Partenariat avec Carnegie

En 2008, le Groupe a conclu un accord de partenariat avec Renewable Energy Holding (REH), société britannique investissant dans les technologies des énergies renouvelables. Ce partenariat

a pour objectif de développer et déployer un procédé innovant d'utilisation de l'énergie des vagues (CETO) dans des projets de production d'électricité. En 2009, la société australienne Carnegie est venue aux droits de REH au titre de ce partenariat.

6.5.10 ACTIVITÉ DE DÉVELOPPEMENT-VENTE D'ACTIFS STRUCTURÉS (DVAS)

Dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, le Groupe développe et construit pour compte de tiers des projets éoliens et solaires. Cette activité a notamment été développée afin de permettre au Groupe de réaliser et céder à des tiers des projets qui ne respectent pas ses critères d'investissement, de réaliser des projets dans certains États des États-Unis où les *utilities* locales ont une politique de propriété des centrales, et surtout de couvrir la plus grande partie de ses frais de développement et de structure. La cession de chaque projet comprend en général le développement, la construction ainsi que l'exploitation-maintenance.

A ce jour, EDF Energies Nouvelles entreprend son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés à la fois en Europe (notamment en France) et aux États-Unis.

L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés dans l'éolien

Dans l'éolien, au cours de l'exercice 2010, le Groupe a cédé le parc éolien de Canton du Quesnoy en France (10 MW), a achevé

aux États-Unis la construction du parc de Linden (50 MW) dans l'État de Washington, et a vendu celui de Nobles (201 MW) dans le Minnesota.

L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés dans le solaire photovoltaïque

Dans le solaire photovoltaïque, le Groupe a vendu au cours de l'exercice 2010 une partie (12 MWC) de la centrale photovoltaïque au sol de Saint-Symphorien, trois tranches (totalisant 32,2 MWC) de la centrale de Gabardan ainsi que 15,7 MWC de projets solaires en toitures (industrielles, commerciales et hangars agricoles).

Au 31 décembre 2010, 28,2 MWC de toitures (industrielles, commerciales et hangars agricoles) sont par ailleurs en cours de construction pour compte de tiers. Le Groupe a également lancé la construction d'une tranche de 6,3 MWC de la centrale de Gabardan ainsi que de deux centrales (Pocono Raceway et Matrix) aux États-Unis, pour une livraison prévue courant 2011.

6.5.11 ACTIVITÉS D'EXPLOITATION-MAINTENANCE

Dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens et des centrales photovoltaïques du Groupe, la division « Opération et Maintenance » assure la supervision à distance des installations. Ce dispositif de supervision, propre à EDF Energies Nouvelles, est mis en œuvre systématiquement sur les nouveaux parcs éoliens et centrales photovoltaïques (à l'exception, pour l'éolien, des machines de faible puissance aux États-Unis et dans les DOM) et permet de conduire ou de superviser à distance le fonctionnement des installations, mesurer leurs performances en temps réel ainsi que de collecter les données nécessaires à l'analyse et à la correction des écarts aux prévisions.

Bénéficiant déjà d'une expérience et d'une capacité d'ingénierie qui constituent de réels atouts sur un marché mondial, le Groupe souhaite accélérer le développement de ses compétences dans le domaine de l'exploitation et maintenance pour ses activités européennes en s'appuyant notamment sur l'expérience de sa structure américaine dans l'éolien (enXco assure l'exploitation

maintenance de plus de 5 300 turbines, soit plus de 4 800 MW, représentant plus de 25 % du marché accessible) et sur sa filiale dans REETEC.

Le Groupe détenait depuis 2007 28 % de la société allemande REETEC, société de prestation de services dans le domaine de l'éolien (levage de turbines, connexion aux réseaux électriques, installation de câbles, maintenance...); cette participation a été portée à 72 % en 2010. REETEC assure pour le Groupe la maintenance lourde nécessitant des moyens de logistique importants ou une expertise technique particulière. En parallèle, en complément au dispositif permettant d'assurer la supervision et la conduite des moyens de production, le Groupe développe des capacités d'achat et de stockage des pièces de rechange et d'intervention au titre de la maintenance préventive et corrective des installations. Un centre européen dédié à ces opérations a été mis en service en 2009 dans le sud de la France, à proximité de Béziers.

6.6 Facteurs de dépendance

Les informations concernant les facteurs de dépendance du Groupe figurent au Chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent document de référence.

6.7 Environnement législatif et réglementaire

6.7.1 LE CADRE INTERNATIONAL

Le 9 mai 1992, de nombreux États ont adopté à New York la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. L'objectif de cette convention est de « stabiliser les concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation entropique dangereuse du système climatique ». La Convention est entrée en vigueur le 21 mars 1994.

Le 11 décembre 1997, les États parties à la Convention ont adopté un protocole à celle-ci : le Protocole de Kyoto, entré en vigueur le

16 février 2005. Le Protocole de Kyoto partage le même objectif que la Convention, mais la renforce de manière significative en introduisant des objectifs individuels et contraignants à atteindre par les parties. Chaque partie se voit ainsi assigner, durant la période 2008-2012, un objectif individuel de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre aboutissant globalement à une baisse d'au moins 5 % par rapport aux niveaux de 1990.

6.7.2 LA RÉGLEMENTATION COMMUNAUTAIRE

Le Protocole de Kyoto a été ratifié par l'Union Européenne et ses États membres le 31 mai 2002. L'Union Européenne, en tant que signataire, s'est vue assigner un objectif de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 8 %.

La promotion de l'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables est au premier rang des priorités de l'Union Européenne, notamment en ce qu'elle permet une accélération de la réalisation des objectifs du Protocole de Kyoto. L'Union Européenne a ainsi fixé pour l'ensemble des États un objectif de 12 % de la consommation intérieure brute d'énergie et 21 % de la consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables en 2010 (pour l'Europe des 27).

La stratégie de l'Union Européenne en faveur des énergies renouvelables a été transcrite dans la réglementation en particulier par la directive 2001/77/CE du Parlement européen et du Conseil du 27 septembre 2001 relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité (dite directive « Énergies Renouvelables »).

La directive « Énergies Renouvelables » encourage le développement de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (il s'agit des sources d'énergie non fossiles renouvelables telles que l'énergie éolienne, solaire, hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, etc.). La directive fixe des objectifs nationaux aux États membres concernant la part de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables dans la consommation brute d'électricité en 2010 (voir le paragraphe 6.4 du présent document de référence).

En outre, la directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables est venue prolonger les objectifs ambitieux de la directive « Énergies Renouvelables » en fixant pour objectif que la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation finale d'énergie au sein de l'Union Européenne (27 pays) atteigne 20 % d'ici 2020 (voir le paragraphe 6.4 du présent document de référence).

6.7.3 LES RÉGLEMENTATIONS NATIONALES

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien aux énergies éolienne et solaire en vigueur à la date du présent document de référence dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Belgique	Certificats verts délivrés pendant 10 à 20 ans (prix plancher garanti, variable selon les filières) et amortissement accéléré sur une partie de l'investissement
Canada	Amortissement accéléré pour les entreprises productrices d'énergies renouvelables Quotas obligatoires d'énergies renouvelables dans la plupart des provinces Appels d'offres Obligation d'achat (contrat de 20 ans pour les fermes solaires) Tarif d'achat fixe sur 20 ans dans l'Ontario
Espagne	Obligation d'achat (contrats de 25 ans ou 30 ans (pour les projets construits avant le 28 septembre 2008 et tarifs réglementés pour les fermes solaires)) Des heures de fonctionnement plafond sont appliquées à toutes les centrales
États-Unis	Crédit d'impôt (<i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires et les parcs éoliens) Amortissement accéléré Programmes incitatifs de crédit d'impôt ou de tarifs d'achat de l'électricité ou subventions (dans certains États) Quotas obligatoires d'énergies renouvelables (<i>Renewable Portfolio Standards</i>) fixés dans 29 États et le District de Columbia
France	Obligation d'achat (contrats non renouvelables de 15 ans pour l'éolien ou de 20 ans pour le solaire, conclus avec EDF ou un distributeur non nationalisé à des prix réglementés) Appels d'offres Mesures fiscales incitatives
Grèce	Obligation d'achat (contrats de 20 ans pour l'éolien et pour le solaire conclus avec les opérateurs des réseaux de transport ou de distribution) 2 options possibles pour les projets éoliens : <ul style="list-style-type: none"> ➤ subventions d'investissement jusqu'à 20 % du coût du projet ; ➤ tarif de rachat augmenté de 20 %
Italie	Certificats verts (délivrés pendant les 15 premières années de fonctionnement de l'installation), pour l'éolien Obligation d'achat (contrat standard conclu avec l'opérateur du réseau du transport ou un distributeur d'électricité le cas échéant, pour une durée d'un an, automatiquement renouvelable) Subventions à la production pour les centrales solaires photovoltaïques (et, pour les petits projets, existence d'un tarif minimum garanti pour la vente de l'électricité)
Portugal	Obligation d'achat (contrats conclus avec l'opérateur du réseau de transport pour des durées variables, à des prix réglementés)
Royaume-Uni	Certificats d'obligation (<i>Renewables Obligations Certificates</i>) Exemption de la taxe sur le changement climatique

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité issue de l'énergie éolienne en vigueur à la date du présent document de référence dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix d'achat de l'électricité éolienne
Belgique	Éolien <i>offshore</i> : Certificats verts vendus pendant 20 ans à l'opérateur national ELIA au prix minimum garanti de 10,7 centimes d'euros par kWh pour les 216 premiers MW d'un projet, puis 9 centimes d'euros par kWh pour les MW suivants Vente de l'électricité
Canada	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales Tarif d'achat fixe sur 20 ans dans l'Ontario
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales
France	Tarif applicable aux installations mises en service avant le 26 juillet 2006 : 8,38 centimes d'euros par kWh les 5 premières années. Pour les 10 années suivantes, tarif entre 8,38 et 3,05 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 5 premières années d'exploitation Tarifs applicables pour la métropole et la Corse aux installations situées à terre mises en service après le 26 juillet 2006 : 8,2 centimes d'euros par kWh les 10 premières années. Pour les 5 années suivantes, tarif entre 8,2 et 2,8 centimes, en fonction du nombre d'heures équivalent pleine puissance constaté lors des 10 premières années d'exploitation. Pour les DOM, Saint-Pierre-et-Miquelon et Mayotte un tarif unique à 11 c€/kWh a été fixé. Pour les installations situées en mer le tarif applicable est de 13 c€/kWh Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle. En 2011, le coefficient à multiplier par le tarif de base (8,2 c€/kWh pour l'éolien terrestre) est égal à : 0,99869
Grèce	Tarif de 8,78 centimes d'euros par kWh pour les installations interconnectées au réseau de transport Tarif de 9,94 centimes d'euros par kWh pour les installations situées dans les îles qui ne sont pas connectées au réseau de transport Tarif de 10,48 centimes d'euros par kWh pour l'éolien <i>offshore</i> 2 options possibles pour les projets éoliens : <ul style="list-style-type: none"> ▶ subventions d'investissement jusqu'à 20 % du coût du projet ; ▶ tarif de rachat augmenté de 20 %. Ajustement en fonction de l'évolution du coût de production de l'électricité
Italie	Système de certificats verts, émis pendant les 15 premières années d'exploitation d'une installation, vendus soit sur le marché, soit pas le biais de contrats bilatéraux, soit au GSE (<i>Gestore dei Servizi Elettrici</i>) à échéance : vente de l'électricité à l'opérateur du réseau et, le cas échéant, à un distributeur d'électricité. Le Décret Législatif de transposition de la Directive Communautaire 2009/28/CE sur la promotion de l'utilisation de l'énergie d'origine renouvelable définit les instruments et mécanismes nécessaires pour atteindre les objectifs jusqu'en 2020 et réorganise totalement le régime de soutien, pour les installations entrées en service à partir du 1 ^{er} janvier 2013, selon des critères qui devraient assurer une juste et constante rémunération des coûts d'investissement et d'exploitation pour une période égale à la durée de vie moyenne des centrales. Le système de certificats verts sera progressivement abandonné, en préservant la durée de 15 ans, avec des modalités qui garantiront la rentabilité des investissements effectués
Mexique	Prix fixés dans le cadre de <i>Self Supply Agreements</i> (SSA) négociés avec les clients finaux
Portugal	Formule de rémunération incluant une part fixe, une part variable et une part « environnement ». Cette formule comprend également un facteur prenant en compte la quantité d'électricité produite par l'installation à certains moments de la journée et un facteur propre à chaque source d'énergie renouvelable
Royaume-Uni	Système de quotas d'énergie renouvelable dans l'électricité fournie par les <i>utilities</i> . Les fournisseurs obtiennent des « certificats d'obligation » (<i>Renewables Obligation Certificates</i>) soit en produisant eux-mêmes l'électricité d'origine renouvelable, soit en les acquérant auprès des producteurs d'énergies renouvelables. Le non-respect du quota d'énergies renouvelables (10,4 % en 2010, 11,4 % en 2011) entraîne une pénalité (<i>Buy Out Price</i>) de £38,69/MWh (valeur 2011) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables (<i>Buy Out Fund</i>), ce qui représente une rémunération supplémentaire (£15,71 /MWh en 2009-2010). Exemption du paiement de la taxe sur le changement climatique (<i>Climate Change Levy</i>) (jusqu'à £4,70/MWh en 2010) Le prix payé au producteur d'énergie renouvelable dans le cadre de contrats d'achat (<i>Power purchase agreements</i>) est généralement calculé sur la base du prix de l'électricité sur le marché, du <i>Buy Out Price</i> , du <i>Buy Out Fund</i> et de la valeur de la taxe sur le changement climatique (<i>Levy Exemption Certificate</i>)
Turquie	Choix pour les producteurs d'électricité d'origine renouvelable de vendre la production : <ul style="list-style-type: none"> ▶ au distributeur local au prix régulé, garanti 10 ans, de 73 USD/MWh, qui peut aller jusqu'à 110 USD/MWh pour les cinq premières années, en raison d'une initiative prise pour favoriser la production locale ; ▶ ou directement sur le marché de l'électricité ; ▶ contrats avec les consommateurs finaux ou les grossistes. Il est possible de choisir entre ces deux systèmes chaque année et pour chaque parc

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de fixation du prix de l'électricité issue de source solaire en vigueur à la date du présent document de référence dans chacun des principaux pays dans lesquels le Groupe développe sa présence :

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
Canada (Ontario)	Tarifs de 420 CAD/MWh
Espagne	Tarifs de 140 €/MWh au deuxième trimestre 2011 pour les installations au sol 210 €/MWh pour les installations en toiture entre 20 kW et 2 MW, 315 €/MWh pour les installations en toiture de moins de 20 kW Mécanismes d'ajustement des tarifs trimestriels ((2,5) % par an si les quotas sont atteints)
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales Tarifs d'achat fixés dans certains états (dont la Californie) pour des parcs de petite taille et pour des volumes limités
France	Arrêté du 4 mars 2011 Appels d'offres pour les installations au sol et intégré au bâti supérieur à 100kWc Photovoltaïque intégré au bâti : <ul style="list-style-type: none"> ➤ Bâtiments à usage d'habitation (< 9 kWc) : 460 €/MWh ➤ Bâtiments à usage d'enseignement ou de santé : 406 €/MWh ➤ Autres bâtiments (< 9 kWc) : 352 €/MWh. Photovoltaïque intégré simplifié au bâti < 100 kWc : 288,3 à 303,5 €/MWh Ajustement trimestriel de ce tarif en fonction de la puissance installée sur l'année
Grèce	Décroissance programmée au pas semestriel. Tarif applicable jusqu'en août 2011, pour les projets de capacité supérieure à 100 kW 372,8 €/MWh sur le continent 419,4 €/MWh dans les îles
Italie	Subventions : <ul style="list-style-type: none"> ➤ Centrales au sol (selon la taille des installations) : Janvier – Avril 2011 : de 297 à 314 €/MWh Mai-Août 2011 : de 275 à 309 €/MWh Septembre-Décembre 2011 : de 251 à 266 €/MWh ; ➤ Intégré au bâti (selon la taille des installations) : Janvier – Avril 2011 : de 333 à 355 €/MWh Mai – Août 2011 : de 311 à 335 €/MWh Septembre – Décembre 2011 : de 287 à 314 €/MWh Vente de l'électricité.

Les énergies renouvelables font l'objet de législations et réglementations complexes, spécifiques à chaque pays ; elles ont connu et sont susceptibles de connaître au cours des prochaines

années des modifications importantes susceptibles d'affecter significativement l'activité du Groupe (voir le paragraphe 4.1.4 du présent document de référence).

6.8 Politique environnementale

De par son activité de producteur d'électricité à partir d'énergies renouvelables (éolien principalement mais également solaire, hydraulique et biomasse), EDF Energies Nouvelles participe

activement aux enjeux mondiaux du développement durable tels que le combat contre l'effet de serre ou la sécurisation de l'approvisionnement énergétique.

6.8.1 EXIGENCES ENVIRONNEMENTALES

L'ensemble des installations du Groupe est conçu et exploité dans le respect de la réglementation environnementale applicable concernant la protection des paysages et des espaces naturels, les rejets atmosphériques et liquides ainsi que les bruits de voisinage. De même, le choix de l'implantation de ces installations est issu d'une longue démarche de concertation avec les autorités locales et les riverains et s'effectue en conformité avec les différentes contraintes réglementaires locales.

EDF Energies Nouvelles travaille avec les différents constructeurs afin de limiter les impacts de ses outils de production sur l'environnement, notamment la diminution des émissions sonores des éoliennes, l'amélioration du rendement et la baisse des émissions polluantes des installations de combustion. Ce souci permanent d'amélioration est conjugué à une politique d'entretien systématique préventif des matériels dont le vieillissement pourrait engendrer des dégradations du rendement énergétique.

Afin de formaliser cet engagement de conformité ainsi que les différents engagements pris par EDF Energies Nouvelles en faveur du développement durable, une nouvelle politique environnementale

a été signée en 2009 par l'ensemble des membres du Comité de Direction du Groupe.

Celle-ci s'applique à l'ensemble des activités et pays où le Groupe est implanté et les principaux engagements portent sur :

- le développement des énergies renouvelables actuelles et futures tout en maîtrisant les impacts environnementaux associés ;
- le respect de la réglementation applicable aux différentes phases du projet, la prévention du risque de pollution et le respect des engagements pris au niveau des parties intéressées locales ;
- la gestion et le suivi des différents prestataires employés ;
- le contrôle périodique des performances environnementales et leurs améliorations en continu.

Cette politique s'inscrit en conformité avec la politique environnementale du groupe EDF ainsi que les politiques Biodiversité et Carbone associées ; certaines actions sont ainsi menées en commun.

6.8.2 MISE EN ŒUVRE DES ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX

Dès les premières étapes de chaque projet, une attention particulière est portée au respect des différents engagements environnementaux.

Pour cela, EDF Energies Nouvelles agit sur des filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui sont actuellement au stade avancé (éolien, photovoltaïque) et travaille également au développement de nouvelles filières (énergies marines, biomasse...). Pour ce faire, un partenariat est établi avec l'équipe recherche-développement d'EDF dont les dépenses pour l'année 2010 ont été proches de 3,244 millions d'euros.

Par ailleurs, et conformément à la réglementation en vigueur, une évaluation des impacts environnementaux (réalisation d'études botaniques, avifaunes, paysagères, acoustiques...) est réalisée de manière systématique en phase Développement par un bureau d'études extérieur afin d'optimiser le design de l'installation ainsi que d'établir les mesures d'accompagnement devant être mises en place.

Par la suite, des spécifications sont établies à destination des différents prestataires employés en phase Chantier ou Exploitation-Maintenance concernant la protection de l'environnement ; par exemple, un cahier des charges environnemental est établi pour les prestations réalisées tant pour les projets éoliens que photovoltaïques.

Les exigences définies portent principalement sur la mise en place de moyens de rétention sous les stockages de produits dangereux,

le respect des zones naturelles ou patrimoniales protégées (mise en place d'un balisage) ou encore, l'équipement en moyens d'intervention en cas d'accident (kits d'absorbant, extincteurs en nombre suffisant)...

Concernant la gestion des risques en phase Exploitation, EDF Energies Nouvelles organise régulièrement sur ses installations des exercices avec les services de secours locaux afin de leur présenter l'installation et ses caractéristiques et de réaliser un exercice de secours (exercice incendie, exercice de secours à la personne...).

Afin de veiller au respect de ces exigences, EDF Energies Nouvelles supervise les opérations de construction et d'exploitation-maintenance. Des suivis environnementaux sont mis en place tant en phase Chantier qu'en phase Exploitation-Maintenance par des organismes indépendants sur la plupart des parcs ; ceux-ci portent tant sur le respect des clauses environnementales établies (intégration paysagère, mesures compensatoires) que sur la vérification de l'absence d'impacts majeurs de l'installation sur l'environnement (suivis avifaunes et botaniques, mesures acoustiques de réception).

En France, la mise en œuvre de ces différents engagements environnementaux par EDF Energies Nouvelles a engendré en 2010 une dépense de 5 millions d'euros.

6.8.3 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

6.8.3.1 Système de Management Environnemental

Le Système de Management Environnemental mis en place en 2005 pour le métier Éolien sur le périmètre France (hors DOM-TOM)

est déployé afin de respecter les engagements de la politique environnementale. Ce système décline les engagements de la politique environnementale en mettant en place les processus de gestion des incidents et des impacts environnementaux.

La certification ISO 14001 des activités de Développement, construction et production d'électricité d'origine éolienne en France a été confirmée en juin 2010 lors d'un audit du système de management par l'AFNOR ⁽¹⁾ sur les projets en développement, en construction et en exploitation.

Dans un contexte de croissance de ses activités, EDF Energies Nouvelles alloue de plus en plus de ressources à la gestion des enjeux environnementaux. Afin de garantir le respect de ses engagements, deux nouveaux postes dédiés ont été créés en 2010 : un Correspondant Environnemental et un Ingénieur Environnement et Risques Industriels.

6.8.3.2 Répartition des filières et consommation de ressources

Plus de 98 % de l'électricité produite par EDF Energies Nouvelles est d'origine renouvelable. La production restante (2 %) provient des centrales thermiques alimentées au gaz naturel ou au fioul. EDF Energies Nouvelles limite ainsi l'emploi de combustibles fossiles épuisables.

6.8.3.3 Gestion des impacts environnementaux

Rejets, émissions et déchets

La très grande majorité de la production électrique du Groupe est issue d'installations ne provoquant aucune émission de gaz à effet de serre (CO₂, CH₄...), ni aucun rejet dans le milieu aquatique.

En effet, les énergies éoliennes, hydroélectrique et solaire ne provoquent pas d'émission de polluants, ne produisent pas de déchets et ne contribuent pas à l'effet de serre. Cette tendance est amenée à se poursuivre en 2011 avec le développement de la filière éolienne, dont la capacité en construction s'élève à 918 MW bruts au 31 décembre 2010 (pour 2 922,9 MW installés), mais aussi de la filière photovoltaïque dont la capacité en construction s'élève à 162,4 MWc bruts (pour 267,1 MWc installés).

La conception des nouveaux projets (biomasse et biogaz) se fonde sur la recherche d'un rendement élevé combiné à la protection de l'environnement. En phase de *design*, une attention particulière est portée au traitement des effluents et fumées ainsi qu'à la réduction des consommations de combustible.

Impacts visuels et sonores

Les impacts visuels et sonores sont pris en compte lors de la conception de chaque projet, en visant à optimiser l'intégration paysagère et à limiter les nuisances sonores pour les riverains. Cette prise en compte s'effectue à toutes les étapes d'avancement :

- ▶ en phase de projet, le Groupe fait appel à des experts (bureaux d'études ou associations locales) pour réaliser de nombreuses études (photomontages, covisibilité, émergences sonores, identification des éventuelles espèces protégées ou sensibles...) afin de mieux évaluer et maîtriser les impacts visuels et sonores d'un parc éolien ;

- ▶ en phase de réalisation des parcs éoliens, le Groupe installe des éoliennes tripales et blanches pour une meilleure harmonie avec l'environnement et suit, lors de l'implantation, les principales lignes du paysage (routes, collines...). EDF Energies Nouvelles assure également, le plus souvent, le raccordement de ses parcs éoliens au réseau électrique par une liaison souterraine, en évitant ainsi l'installation de nouvelles lignes aériennes. Les postes de livraison au réseau EDF font l'objet d'un habillage (pierres locales...) afin de les intégrer dans le paysage ; et
- ▶ en phase d'exploitation-maintenance, le Groupe réalise des inspections régulières des installations (check-list de contrôle, réunion d'exploitation...) ; celles-ci portent notamment sur les différents aspects environnementaux (propreté, bruit de l'installation...). Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles mène en France des campagnes d'évaluation de la conformité de ses parcs éoliens à la réglementation en vigueur sur les bruits de voisinage. Cette campagne a concerné cinq sites en 2010 et cinq autres mesures sont programmées en 2011.

Protection de la biodiversité

Le Groupe prend en compte l'impact de ses activités sur les milieux naturels partout où ses ouvrages, ou leur exploitation, peuvent leur porter atteinte.

En France, des études sont réalisées sur chacun des projets (depuis le stade développement jusqu'à l'exploitation de l'installation) afin de mieux connaître leurs impacts sur les espèces végétales et animales présentes et d'identifier les mesures d'accompagnement envisageables en vue d'éliminer ou réduire ces impacts. En 2009, un poste d'environnementaliste a été créé au sein de la Direction du Développement France afin d'appuyer les équipes dans la conception des projets et de réaliser un suivi et une analyse des différentes études environnementales (avifaune, chiroptères, flore...).

Lors des chantiers de construction, une attention particulière est portée au respect des espaces naturels, notamment le balisage des lieux où sont localisées des espèces protégées ou le respect des périodes de nidification des espèces présentes.

En France, EDF Energies Nouvelles a fait réaliser sur un certain nombre de parcs un suivi de l'impact sur l'avifaune par des ornithologues pendant la période d'exploitation. Par exemple, sur un parc éolien de 87 MW, EDF Energies Nouvelles participe à un plan de gestion de 250 hectares de milieux naturels sur 15 ans afin de préserver les espèces biologiques de la région.

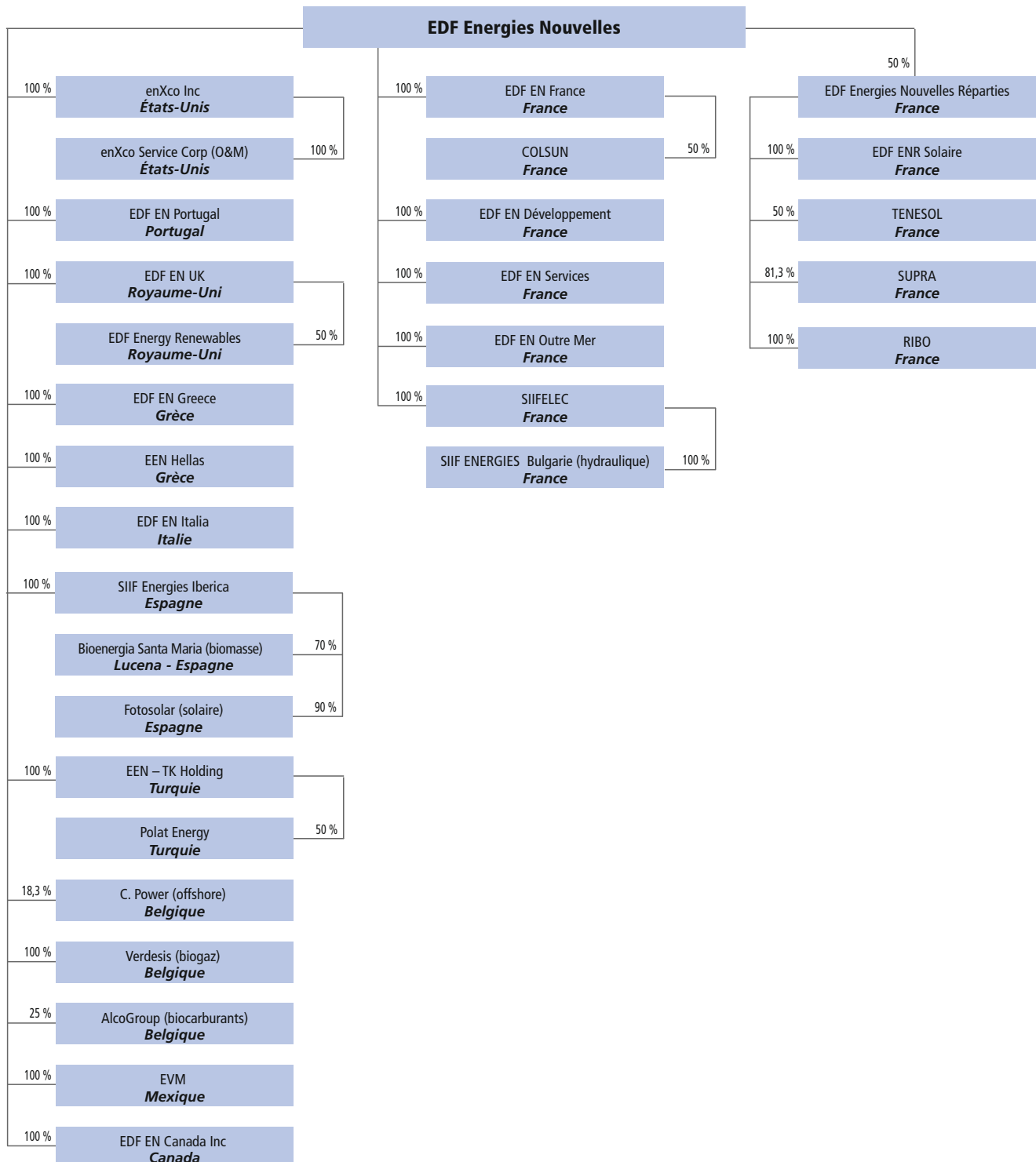
De nombreuses études environnementales sont actuellement en cours sur des parcs en exploitation ou en développement. Elles concernent par exemple des expérimentations en matière de couverture végétale, ou encore l'implantation et la conservation de l'élevage ovin sur des sites d'implantation de centrales photovoltaïques.

Les filiales d'EDF Energies Nouvelles en Europe et aux États-Unis poursuivent les mêmes objectifs.

(1) Organisme français de normalisation et de certification vérifiant que les exigences édictées dans les normes sont respectées dans les systèmes de management des entreprises certifiées.

7 Organigramme

L'organigramme ci-après est l'organigramme simplifié des principales sociétés constituant le Groupe au 31 décembre 2010. Les participations sont présentées en pourcentage arrondi de capital et de droits de vote :



Principales relations entre la Société et ses filiales

Le tableau ci-dessous résume les principales relations entre la Société et ses filiales dans les zones Europe et Amériques au 31 décembre 2010 :

Valeurs en consolidation (en milliers d'euros)	EDF Energies Nouvelles (société mère)	Europe ⁽¹⁾	Amériques	Total consolidé
Actifs immobilisés ⁽²⁾	47 521	3 172 647	1 724 048	4 944 216
Endettement financier hors Groupe ⁽³⁾	1 610 115	1 871 798	778 582	4 260 495
Trésorerie nette du bilan ⁽⁴⁾	169 688	145 248	20 927	335 863
Flux de trésorerie liés à l'activité	(20 552)	121 581	493 866	594 894
Dividendes versés dans l'exercice et revenant à la société cotée	24 846	(11 820)	(13 026)	-

(1) Hors EDF Energies Nouvelles SA.

(2) Dont écart d'acquisition, autres immobilisations incorporelles, immobilisations corporelles et titres mis en équivalence.

(3) Dont 96,3 millions d'euros de juste valeur des instruments dérivés liés à la dette, et hors découverts qui figurent en trésorerie nette au bilan.

(4) Déduction faite des découverts bancaires.

Flux financiers du Groupe

En termes de gestion de flux entre la Société et ses filiales, les financements de projets utilisés dans le cadre de ses investissements sont localisés dans chacune des filiales concernées. En revanche, il existe une gestion centralisée des lignes de crédit *corporate* (découverts bancaires et lignes de crédit à moyen terme par exemple) dont la quasi-totalité est portée par la Société. Sur la base

des prévisions de trésorerie (par exemple financements de besoins en fonds de roulement ou de crédit relais), la Société fournit les fonds nécessaires aux différentes filiales dans les différents pays. La Société refacture des frais de siège à la plupart de ses filiales.

Les autres flux concernent les versements de dividendes et les remboursements de prêts.

8

Propriétés immobilières et équipements

8.1 Propriétés immobilières et équipements du Groupe

Le siège social du Groupe est situé à La Défense et est occupé au titre d'un bail conclu le 8 mars 2010 pour une durée de 9 ans. Les biens immobiliers occupés par la Société et ses filiales n'appartiennent pas à des mandataires sociaux de la Société.

PARCS ÉOLIENS

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose de 92 parcs éoliens en exploitation implantés en Europe (France, Portugal, Grèce, Turquie, Royaume-Uni, Italie, Belgique et Allemagne) et en Amérique du Nord (États-Unis, Mexique). Certains de ces parcs ne sont pas détenus

par le Groupe seul mais en partenariat avec des développeurs locaux. En outre, au 31 décembre 2010, 13 parcs éoliens étaient en construction par le Groupe, tous pour compte propre ou en partenariat.

Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2010, les parcs éoliens détenus par le Groupe, seul ou en partenariat, ainsi que ceux en construction, pour compte de tiers, pour compte propre ou destinés à être exploités en partenariat, dans les différents pays d'implantation.

Pays	Nombre de parcs en exploitation	Dont détenus par le Groupe seul/en partenariat	Nombre de parcs en construction	Construction pour compte de tiers/ pour compte propre/en partenariat
Allemagne	2	2 par le Groupe seul	n.a.	n.a.
Belgique	1	en partenariat	n.a.	n.a.
États-Unis	24	13 par le Groupe seul 11 en partenariat	1	1 par le Groupe seul
France	24	18 par le Groupe seul 6 en partenariat	1	1 par le Groupe seul
Grèce	10	7 par le Groupe seul 3 en partenariat	5	4 par le Groupe seul 1 en partenariat
Italie	6	6 en partenariat	2	1 en partenariat 1 par le Groupe seul
Mexique	1	1 par le Groupe seul	n.a.	n.a.
Portugal	8	3 par le Groupe seul 5 en partenariat	n.a.	n.a.
Royaume-Uni	13	8 par le Groupe seul 5 en partenariat	2	2 en partenariat
Turquie	3	3 en partenariat	2	2 en partenariat

Les parcs éoliens du Groupe à travers le monde sont majoritairement implantés sur des terrains loués par le Groupe auprès des tiers et certains terrains sont détenus par le Groupe.

En Europe, les parcs éoliens du Groupe sont très majoritairement implantés sur des terrains loués, sous réserve de certaines réglementations locales (en Grèce, par exemple, les terrains sont occupés au titre d'autorisations d'occupation du domaine public). Il s'agit habituellement de baux à long terme, d'une durée moyenne

de 40 ans, allant donc au-delà de la durée des contrats d'achat d'électricité. A l'expiration du bail, le Groupe doit généralement remettre le terrain en état et procéder au démantèlement du parc.

Aux États-Unis, les parcs éoliens sont majoritairement implantés sur des terrains loués par le Groupe. Là encore, le Groupe conclut habituellement des baux de longue durée afin de sécuriser à long terme le foncier de ses centrales et est tenu, à l'expiration du bail, de remettre le terrain en état et procéder au démantèlement du parc.

CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose de 90 centrales photovoltaïques en exploitation en France, Italie, Espagne, Grèce, aux États-Unis et au Canada ; 42 de ces centrales sont détenues par le Groupe seul et 48 sont détenues en partenariat.

Par ailleurs, 35 centrales photovoltaïques sont en construction par le Groupe au 31 décembre 2010, 31 étant destinées à être détenues en propre ou en partenariat, et 4 étant destinées à être détenues pour compte de tiers.

USINE DE BIOMASSE

Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une usine à Lucena, en Espagne, composée d'une unité de cogénération et d'une unité de biomasse, d'une capacité totale de 26 MW.

CENTRALES HYDROÉLECTRIQUES

Au 31 décembre 2010, le Groupe détenait, seul, sept centrales hydroélectriques en France et une en Bulgarie et, en partenariat, trois autres centrales en Bulgarie.

CENTRALE DE COGÉNÉRATION

En France, au 31 décembre 2010, le Groupe détenait en partenariat une centrale de cogénération en métropole.

USINES

Tenesol, au sein de laquelle EDF Energies Nouvelles Réparties détient une participation de 50 %, dispose de deux unités de production de panneaux photovoltaïques, l'une, d'une capacité de 35 MWc par an, située au Cap en Afrique du Sud et l'autre, d'une capacité de 15 MWc par an, située à Toulouse en France.

Par ailleurs, Supra, filiale à 81,28 % d'EDF Energies Nouvelles Réparties, dispose de deux unités de production d'appareils de chauffage domestique au bois situées en France, l'une à Obernai en Alsace et l'autre à Auneau en Eure-et-Loir.

8.2 Contraintes environnementales pouvant influencer l'utilisation par le Groupe de ses immobilisations

L'installation de centrales électriques, notamment de centrales éoliennes, est soumise, dans la plupart des pays dans lesquels opère le Groupe, à des enquêtes publiques et à des études d'impact environnemental préalables. Ces études incluent essentiellement une analyse de l'état initial du site et de son environnement et examinent les effets directs et indirects du projet d'installation de la centrale sur l'environnement. Certaines législations (notamment en France et au Portugal) prévoient des restrictions quant à l'implantation d'installations produisant des énergies renouvelables dans certaines zones (tel que sur les sites de Natura 2000, les parcs nationaux, etc.).

Dans tous les pays où sont implantées ses centrales électriques, notamment éoliennes, thermiques et de cogénération, le Groupe est soumis à une obligation, légale et/ou contractuelle (dans le cadre des baux relatifs aux sites d'implantation de ses centrales), en fin d'exploitation, de remettre en état le site d'implantation ainsi que de démanteler la centrale. Au 31 décembre 2010, le Groupe a constitué des provisions correspondantes à hauteur de 0,5 million d'euros. Pour ses parcs éoliens, le Groupe ne constitue à ce jour que des provisions limitées (455 000 euros en 2010),

l'essentiel des coûts de démantèlement étant couvert par la valeur résiduelle des installations (turbines et autres équipements).

En France, la construction d'éoliennes excédant 50 mètres de hauteur sera notamment soumise à compter du 13 juillet 2011 à la procédure d'autorisation préfectorale préalable applicable aux Installations Classées pour la Protection de l'Environnement, conformément aux dispositions de la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite « loi Grenelle II »).

Par ailleurs, concernant les usines de biomasse, celles-ci peuvent également être soumises à la réglementation particulière applicable aux installations classées. En Espagne comme en France, les usines de biomasse relèvent de telles réglementations. En France, les usines de biomasse d'une capacité de plus 20 MW constituent des installations classées soumises à autorisation préfectorale et les usines d'une capacité comprise entre 2 MW et 20 MW sont soumises à déclaration.

Une description détaillée de la politique environnementale du Groupe figure au paragraphe 6.8 du présent document de référence.

9

Examen de la situation financière et du résultat

9.1	Présentation générale	84
9.1.1	Introduction	84
9.1.2	Facteurs ayant une influence significative sur les résultats du Groupe	84
9.1.3	Éléments du compte de résultat	86
9.2	Résultats des opérations	87
9.2.1	Chiffre d'affaires	87
9.2.2	EBITDA	89
9.2.3	Dotations nettes aux amortissements	90
9.2.4	Pertes de valeur	90
9.2.5	Résultat opérationnel	90
9.2.6	Résultat financier	90
9.2.7	Impôts sur les sociétés	91
9.2.8	Quote-part des sociétés mises en équivalence	91
9.2.9	Résultat net consolidé	92
9.2.10	Intérêts minoritaires	92
9.2.11	Résultat net part du Groupe	92
9.3	Structure financière	93
9.4	Trésorerie et ressources en capital	93
	Flux de trésorerie générés par l'activité	93
	Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement	94
	Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	94
9.5	Structure de l'endettement	94
9.6	Engagements hors bilan	95
9.6.1	Engagements hors bilan liés aux activités opérationnelles de la Société	95
9.6.2	Engagements hors bilan liés au financement	96
9.6.3	Engagements hors bilan liés au périmètre	96
9.7	Informations financières relatives à EDF Energies Nouvelles SA	97
9.7.1	Évolution de la situation financière et du résultat	97
9.7.2	États financiers d'EDF Energies Nouvelles SA pour l'exercice clos le 31 décembre 2010	97
9.7.3	Rapport des commissaires aux comptes d'EDF Energies Nouvelles SA pour l'exercice clos le 31 décembre 2010	98
9.7.4	Tableau des résultats des cinq derniers exercices	100
9.7.5	Évolution des participations	100
9.8	Délais de paiement	101

En application du Règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales, les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010 ont été établis conformément au référentiel IFRS (*International Financial Reporting Standards*) tel qu'adopté par l'Union Européenne au 31 décembre 2010.

En application de l'article 28-1 du Règlement (CE) n° 809/2004, les comparaisons des résultats du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2008 et 2009 figurant au Chapitre 9 du document de référence 2009 et pour les exercices clos les 31 décembre 2008 et 2007 figurant au Chapitre 9 du document de référence 2008,

sont incluses par référence dans le présent document de référence ainsi que les éléments financiers relatifs aux exercices clos les 31 décembre 2008 et 2009, figurant au paragraphe 20.1 du document de référence 2009 et aux exercices clos les 31 décembre 2007 et 2008, figurant au paragraphe 20.1 du document de référence 2008, et les rapports des commissaires aux comptes correspondants.

Les informations qui suivent, relatives à la situation financière et au résultat d'exploitation du Groupe, doivent être lues avec les états financiers consolidés du Groupe ainsi que les notes annexées aux états financiers consolidés figurant au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

9.1 Présentation générale

9.1.1 INTRODUCTION

Les activités du Groupe sont réparties selon une segmentation géographique et une segmentation par type d'activités. Au titre de la segmentation géographique, le Groupe distingue ainsi les activités en Europe et aux Amériques (États-Unis, Canada, Mexique). Au titre de la segmentation par type d'activité, il distingue quatre activités : (a) la Production (c'est-à-dire la gestion d'actifs – production et vente d'électricité produite par les centrales détenues par le Groupe), (b) l'Exploitation-Maintenance (interventions tant sur les centrales

électriques détenues par le Groupe que sur celles détenues par des tiers), (c) le Développement-Vente d'Actifs Structurés ou « DVAS » (vente de projets dans le domaine des énergies renouvelables) et (d) les Energies Réparties (activités conduites par EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales). La segmentation des activités du Groupe est détaillée dans la note 4 aux comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2010 inclus au paragraphe 20.1 du présent document.

9.1.2 FACTEURS AYANT UNE INFLUENCE SIGNIFICATIVE SUR LES RÉSULTATS DU GROUPE

A la date du présent document de référence, le Groupe considère que les principaux facteurs ayant une influence significative sur sa performance financière sont les suivants :

Le rythme des entrées en production des centrales du Groupe

L'augmentation des revenus de l'activité de Production s'effectue d'une année sur l'autre par palier, au rythme des entrées en production des centrales que le Groupe conserve au terme de la phase de construction. Au cours de cette dernière phase, l'actif est constitué et comptabilisé en immobilisation ; le Groupe ne commencera à percevoir les revenus des centrales qu'à l'issue de cette phase et lors de la phase de production, au cours de laquelle le Groupe bénéficie le plus fréquemment d'un contrat d'achat d'électricité de longue durée (de 15 à 20 ans). Il convient de noter que l'entrée en production d'une centrale peut intervenir en fin d'année, date à laquelle son actif est intégralement comptabilisé, alors que ce n'est que l'année suivante que les revenus générés par ce dernier seront comptabilisés en année pleine. Ce calendrier affecte en conséquence la comparabilité des exercices et les calculs de rentabilité des capitaux investis.

Une activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés récurrente mais source de revenus au montant variable

L'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés, c'est-à-dire le développement et la construction pour compte de tiers de projets éoliens et solaires, se poursuit chaque année de manière régulière aux États-Unis et plus irrégulière en Europe (principalement en France). Les revenus issus de cette activité permettent au Groupe de couvrir une part importante de ses frais de développement et de structure ; elle constitue aussi un outil d'optimisation et de respiration de son portefeuille. Cette activité permet également d'accroître la marge de négociation du Groupe vis-à-vis des fournisseurs de turbines et de panneaux photovoltaïques. Les revenus et les marges qu'elle génère, et qui sont comptabilisés dans le résultat opérationnel, varient d'une année sur l'autre selon la taille et le nombre de projets vendus ainsi que leur prix de cession. Par ailleurs, la marge de cette activité est une marge de construction, par conséquent plus faible que celle générée par les activités de Production et d'Exploitation-Maintenance. Il convient également de préciser que les revenus et les marges associées sont comptabilisés au fur et à mesure de l'avancement de la phase de construction, conformément à la norme IAS 11.

Acquisitions et cessions

Le Groupe a procédé par le passé à un recentrage géographique de ses activités sur ses marchés prioritaires (Europe, Amérique du Nord) et procède régulièrement à des réallocations d'actifs. Il a pu ainsi procéder, à la marge, à diverses opérations de cession d'actifs ou de participations au cours des dernières années, comme en France (cessions des centrales de cogénération de Chabossière et Seclin en 2009 et de deux centrales thermiques aux Antilles en 2010) et en Belgique (cession de 2,5 % de C-Power en 2009). Le Groupe procède également à l'acquisition de participations ou d'actifs, comme en France (acquisition de 50 % d'EDF Energies Nouvelles Réparties en 2008), en Turquie (acquisition de 50 % de Polat Enerji en 2008), au Danemark (acquisition de 50 % de la société Greentech A/S en 2009) ou encore aux États-Unis (acquisition de Beacon Landfill Gas en 2010).

Le régime des PTC

Le système des *Production Tax Credit* (« PTC »), accordés par l'administration fiscale américaine constitue un avantage fiscal sous forme de crédits d'impôt, qui permet aux sociétés qui investissent dans le secteur des énergies renouvelables aux États-Unis de bénéficier d'une réduction directe de leur impôt sur les bénéfices. Ce système des PTC est renouvelé sur une base annuelle ou biennale (à titre d'exemple, la PTC qui avait été accordée pour la période 2005-2007, a été étendue jusqu'au 31 décembre 2008 puis jusqu'au 31 décembre 2009).

La date de ce renouvellement conditionne les décisions d'investissements dans le domaine de l'éolien aux États-Unis, le bénéfice du crédit d'impôt étant un facteur déterminant pour de tels investissements. Ainsi, les incertitudes sur son renouvellement et sur son délai d'octroi peuvent entraîner des fluctuations d'une année sur l'autre du résultat d'exploitation résultant de la vente de projets dans le cadre de l'activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés ainsi que dans le rythme d'investissements aux États-Unis. En février 2009, à la suite de l'installation de la nouvelle administration américaine, qui souhaite promouvoir l'énergie éolienne, la PTC a été renouvelée jusqu'au 31 décembre 2012.

En outre, la structure particulière des projets américains (voir le paragraphe 6.5.1.2 du présent document de référence) crée un mécanisme de revenus en deux temps : (i) d'abord en Xco, filiale américaine de la Société, réalise une marge liée à la cession directe de parts de la société de projet, puis (ii) elle perçoit les revenus de l'exploitation. Ces revenus sont répartis entre le Groupe et le co-investisseur pendant la durée du contrat d'achat d'électricité sur une base contractuelle.

La politique de financement

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer et financer des projets de centrales de production d'électricité. Le Groupe doit donc mettre en place pour chaque projet les financements nécessaires pour les mener à bien, tant sous forme de dettes que de fonds propres. Les appels de fonds ont lieu, et le niveau d'endettement évolue donc, en fonction de l'avancement du projet, selon un calendrier propre à chaque projet et qui peut être modifié en cours d'exécution. A ce titre, la réalisation de plusieurs centrales au cours d'un exercice peut donner lieu à une augmentation significative de l'endettement du Groupe et à une mobilisation plus importante de fonds propres par rapport à l'exercice précédent, ou, au sein d'un même exercice, d'un semestre

ou d'un trimestre à l'autre. En outre, compte tenu de l'importance du recours à l'endettement dans le cadre des projets réalisés par le Groupe, qui représente l'essentiel du financement de ces projets, une remontée des taux d'intérêt accroît sensiblement les charges financières du Groupe (voir le paragraphe 4.4.1 du présent document de référence).

Effets de change

Le Groupe réalise une part importante de ses activités en dehors de la zone Euro, notamment aux États-Unis et au Royaume-Uni. Il est donc exposé aux risques financiers pouvant résulter de la variation des cours de change du dollar américain et de la livre sterling, ainsi que du dollar canadien et du peso mexicain, tant par l'effet de conversion en consolidation des actifs et des passifs, que par les effets de change résultant des emprunts et créances en devises étrangères ou que les effets de change relatifs par exemple à des prêts intra-groupe et/ou achats de turbines et panneaux solaires, dans une devise étrangère à celle de la société qui effectue l'opération d'achat. En particulier, les financements accordés aux sociétés du Groupe en devises et notamment en dollar américain et en livre sterling, peuvent donner lieu à des effets de change. Dans ce cadre, le Groupe met en place une politique de gestion du risque de change de ces devises qui vise à supprimer tout gain ou perte de change dans le compte de résultat du Groupe, pour le dollar américain et la livre sterling.

Différences des cadres réglementaires et des conditions tarifaires

Les cadres réglementaires, les conditions tarifaires et les mécanismes et niveaux d'aide varient de manière significative d'un pays à l'autre et conduisent donc à des niveaux de rentabilité différents selon les pays où le Groupe est implanté. En particulier, les résultats du Groupe peuvent varier en fonction des mécanismes de subventions directes et indirectes (par exemple *Investment Tax Credit* aux États-Unis), des mécanismes de défiscalisation (notamment dans les départements français d'outre-mer (DOM)), des éventuelles clauses d'ajustement et clauses fixant les conditions de renouvellement, ou encore des divers délais d'obtention des permis et autorisations sur les projets développés. Néanmoins, une fois le contrat d'achat d'électricité conclu pour une centrale en exploitation, le Groupe bénéficie généralement d'un cadre stabilisé pour une longue durée (15 à 20 ans en moyenne), sous réserve d'ajustements limités dans certains pays.

Les variations des conditions climatiques

Le Groupe exerce son activité dans la Production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ; ces énergies dépendent étroitement des conditions climatiques, en particulier des conditions de vent pour les centrales éoliennes, d'hydraulicité pour les usines hydrauliques et d'ensoleillement pour les centrales solaires photovoltaïques. Les conditions climatiques affectent donc la performance financière du Groupe d'une année sur l'autre ; elles en affectent directement le chiffre d'affaires, et par conséquent le résultat d'exploitation. Ainsi, bien que les résultats 2010 aient fortement progressé, le Groupe a connu au cours de cet exercice des conditions de vent et défavorables aux États-Unis (les conditions de vent ont, en revanche, été normales en Europe).

Saisonnalité de l'activité dans les Energies Nouvelles Réparties

Les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales et participations sont soumises à une saisonnalité, qui se traduit par un chiffre d'affaires plus faible au premier semestre qu'au second semestre ; ainsi, au cours du second semestre 2010, le chiffre d'affaires de l'activité Énergies Réparties s'est élevé à 226,1 millions d'euros contre 117,0 millions d'euros au premier semestre 2010. Pour Tenesol en particulier, détenue à 50 % par EDF Energies Nouvelles Réparties, l'activité de défiscalisation se réalise en fin d'année, dès lors que le ministère de l'Économie et des Finances octroie l'agrément correspondant. Pour Supra, détenue à 82,41 % par EDF Energies Nouvelles Réparties, la vente de produits bois s'effectue plutôt à compter du troisième trimestre, début de la période hivernale.

Évolution possible du référentiel IFRS

Les normes IFRS sont susceptibles d'évoluer. En particulier, le Groupe utilise la méthode de l'intégration proportionnelle pour un certain nombre de sociétés dans lesquelles il est en situation de contrôle conjoint (par exemple Tenesol, où le Groupe est associé aux côtés de Total, et EDF Energy Renewable, où le Groupe est associé aux côtés d'EDF). Cette méthode de l'intégration proportionnelle, qui fait partie du référentiel IFRS actuellement en vigueur, fait l'objet de discussions, qui pourraient conduire à sa disparition en tant que méthode autorisée. Une telle décision aurait des impacts significatifs sur les comptes du Groupe tant au niveau du bilan que du compte de résultat.

Une description détaillée des facteurs de risque susceptible d'avoir un effet négatif sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe ou sur sa capacité à réaliser ses objectifs figure au Chapitre 4 du présent document de référence.

9.1.3 ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

Dans le cadre des comptes consolidés du Groupe établis conformément aux normes IFRS, les principaux postes du compte de résultat sont les suivants :

- le chiffre d'affaires, qui comprend principalement les ventes d'électricité produite par les centrales du Groupe, la vente de projets à différents stades d'avancement (vente de droits et de licences, ou vente clé en main), les ventes de produits et de services dans le domaine de l'éolien, les ventes d'installations photovoltaïques. Il comprend également les ventes de services correspondant à l'exploitation-maintenance de centrales éoliennes pour le compte de tiers, notamment aux États-Unis ;
- les achats consommés et autres achats, qui comprennent principalement les achats de combustibles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques et des centrales de cogénération du Groupe (notamment le gaz), ainsi que les achats relatifs aux projets destinés à être vendus par le Groupe (notamment les achats de turbines et de panneaux photovoltaïques), et pour lesquels la construction ne fait pas l'objet d'un contrat de construction clé en main ;
- les charges de personnel, qui regroupent les salaires et les indemnités transactionnelles ;
- les charges externes, qui regroupent les services extérieurs (notamment les coûts de sous-traitance d'exploitation-maintenance des centrales de production du Groupe) ainsi que les charges de sous-traitance de construction des centrales vendues par le Groupe et les prestations clé en main pour les centrales en construction destinées à être vendues. Les services extérieurs incluent également les charges dites de fonctionnement courant ;
- les impôts et taxes, qui comprennent principalement la taxe professionnelle, après plafonnement à la valeur ajoutée, et la taxe foncière en France ainsi qu'aux États-Unis, ainsi que d'éventuelles retenues à la source ;
- les autres produits et charges opérationnels, qui regroupent les produits nets de cession d'immobilisations, les résultats de cession de titres consolidés, la production stockée ainsi que des produits et charges courants à caractère inhabituel. Il convient de préciser que pratiquement tous les éléments de produits (et de charges) compris dans la détermination du résultat net de l'exercice proviennent des activités ordinaires du Groupe. En conséquence, les cessions de projets en cours, bien que pouvant prendre la forme de cessions de titres de sociétés de projets (pour les cas où il ne s'agit pas d'une vente de projets incluse dans le chiffre d'affaires) sont prises en compte dans le résultat opérationnel. Ce poste inclut les subventions portées au compte de résultat ainsi que la production immobilisée, qui comprend les coûts internes et externes relatifs à la phase de développement des projets du Groupe (dès lors qu'un projet répond aux critères d'activation du Groupe, les coûts de développement sont immobilisés ; ils font partie intégrante de la valeur de l'actif immobilisé) ;
- les dotations nettes aux amortissements, qui comprennent principalement les dotations aux amortissements des actifs de production du Groupe ;
- les pertes de valeur, qui comprennent les dépréciations des actifs immobilisés, notamment les pertes de valeur pouvant résulter des tests d'*impairment* effectués sur les actifs constitués notamment par les centrales de production d'électricité détenues par le Groupe, et les écarts d'acquisition ;
- les charges et produits financiers qui regroupent les éléments suivants :
 - le coût de l'endettement net qui comprend la charge d'intérêt liée aux financements des investissements (le Groupe a recours en règle générale à des financements de projets),
 - les plus-values ou moins-values de cession de titres des sociétés non consolidées ou mises en équivalence sur lesquelles le Groupe n'a pas le contrôle,
 - le résultat de change lié à l'exposition du Groupe aux variations dollar américain/euro et, dans une moindre mesure, aux variations livre sterling/euro,
 - les dotations aux provisions pour dépréciation d'immobilisations financières, et
 - les charges d'actualisation incluant les variations de juste valeur des instruments de couverture.

9.2 Résultats des opérations

9.2.1 CHIFFRE D'AFFAIRES

Le chiffre d'affaires du Groupe augmente de 34,1 %, s'établissant à 1 573,3 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. A taux de change constant, la progression est de 31,6 %. Tous les métiers du Groupe participent à cette progression :

- ▶ l'activité de Production d'électricité enregistre une augmentation de 27,3 % de son chiffre d'affaires. La production proprement dite atteint 6,1 TWh, en progression de 25 % par rapport à l'année antérieure. Cette bonne performance est obtenue malgré un effet année pleine limité du fait de mises en service significatives de centrales électriques intervenues plutôt en début d'année 2009 en Europe, et plutôt au deuxième semestre en 2010. L'exercice est également affecté par un effet de périmètre négatif avec la cession à mi-année des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin dans les DOM-TOM, ainsi que l'arrêt de l'unité de cogénération de Mulhouse au terme de son contrat de douze années d'exploitation. Ajusté de ces sorties de périmètre, le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 32,2 % et la production en TWh de 28,2 % ;
- ▶ l'activité Exploitation-Maintenance connaît une croissance importante essentiellement du fait de la consolidation en intégration globale de REEPEC, EDF Energies Nouvelles ayant porté à 72 % sa participation dans cette société au cours du premier semestre 2010. En 2009, REEPEC était consolidé en mise en équivalence ;
- ▶ l'activité DVAS a enregistré une année 2010 exceptionnelle. Les grandes réalisations sont dans le solaire photovoltaïque en France avec la vente de 44,2 MWh de centrales au sol et de 15,7 MWh de grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars), et dans l'éolien aux États-Unis avec l'achèvement du projet Linden (50 MW), ainsi que la vente du projet Nobles (201 MW). A noter également dans l'éolien, la vente du projet Canton du Quesnoy (10 MW) en France ;
- ▶ enfin, l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties a été portée par la bonne performance de son cœur de métier, à savoir l'activité d'installations de systèmes photovoltaïques pour les particuliers et les professionnels portée par EDF ENR Solaire ⁽¹⁾, ainsi que par la vente de modules et systèmes solaires par le groupe Tenesol en Europe, notamment en Allemagne et en Italie. En revanche, les activités de ventes de pompes à chaleur (Ribo) et d'appareils à chauffage à bois (Supra), qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont souffert de la conjoncture économique et des réductions de crédit d'impôts, dont les effets combinés conduisent les particuliers à différer leurs dépenses d'investissement, ou à rechercher des produits d'entrée de gamme où les marges sont plus faibles. Dans ce contexte, le Groupe a décidé d'adopter une attitude prudente et de passer un ensemble de provisions et de dépréciations relatives aux activités Énergies Réparties et notamment celles de bois énergie et pompes à chaleur (voir note 1 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 tel qu'inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence).

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

(en millions d'euros)	2009	2010
Europe	739,5	1 034,7
Production	271,2	324,8
Exploitation-Maintenance	6,4	25,8
DVAS *	182,7	341,0
Energies Réparties	279,2	343,1
Amériques	433,6	538,6
Production	90,9	136,3
Exploitation-Maintenance	27,8	29,0
DVAS *	314,9	373,3
TOTAL	1 173,1	1 573,3

* Développement-Vente d'Actifs Structurés.

(1) Au 1^{er} juillet Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe par métier :

(en millions d'euros)	2009	2010
Production	362,1	461,1
Exploitation-Maintenance	34,2	54,8
DVAS *	497,6	714,3
Energies Réparties	279,2	343,1
TOTAL	1 173,1	1 573,3

* Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 39,9 % passant de 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 1 034,7 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation s'explique comme suit :

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Production d'électricité progresse de 19,8 %, passant de 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 324,8 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une hausse de 53,6 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
 - l'effet année pleine de la mise en service en 2009 des parcs éoliens en France (101,1 MW nets), en Italie (27,2 MW nets), en Turquie (22,5 MW nets), en Grèce (19,8 MW nets), au Portugal (20 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets) et en Belgique (5,5 MW nets *offshore*), des centrales photovoltaïques en France (18,5 MWC nets) et en Italie (9 MWC nets) et enfin d'une centrale de biogaz en France (1,4 MW net),
 - la mise en service en 2010 des nouveaux parcs éoliens en Grèce (63 MW nets), en Italie (36,8 MW nets), au Royaume-Uni (25 MW nets), en France (20,7 MW nets), en Turquie (17,1 MW nets) et en Allemagne (4,6 MW nets). Dans le solaire photovoltaïque, l'année 2010 a été marquée par la très forte croissance des mises en service (+ 127,8 MW nets), en Italie (58,1 MW nets), en France (42,2 MW nets), en Espagne (21,5 MW nets) et en Grèce (6 MWC).

Par ailleurs, les centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin sont sorties du périmètre en 2010. A périmètre constant, la progression du chiffre d'affaires Production en Europe est de 25,6 %.

La production annuelle 2010 en données consolidées en Europe s'est élevée à 3,31 TWh (soit 19,6 % de plus qu'en 2009 et 25,3 % de plus, hors Jarry et Saint-Martin). Pour les centrales de production qui étaient déjà en fonctionnement au 1^{er} janvier 2009 (la comparaison étant plus difficile pour celles qui ont été mises en service depuis), les productions constatées sont globalement meilleures en 2010 qu'en 2009, notamment dans l'éolien au Portugal et dans l'hydraulique en Bulgarie. En termes d'évolution tarifaire, le Royaume-Uni a bénéficié d'un effet prix favorable, les prix de gros de l'électricité ayant commencé à remonter au deuxième semestre, après un point bas en 2009.

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 182,7 millions d'euros au 31 décembre

2009 à 341 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette forte croissance s'explique par l'importance des cessions de projets photovoltaïques :

- en 2009, le Groupe avait cédé 11,6 MWC de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que le projet Mangassaye (5,1 MWC),
- en 2010, le Groupe a vendu 15,7 MWC de projets en toitures ainsi que 44,2 MWC de centrales au sol (3 tranches du projet de Gabardan et une tranche du projet de Saint-Symphorien) pour des raisons réglementaires ;
- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 25,8 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il s'élevait à 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique par l'entrée en périmètre de la société REETEC en Allemagne, consolidée désormais en intégration globale alors qu'elle était mise en équivalence en 2009 ;
- ▶ le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales au 31 décembre 2010 s'élève à 343,1 millions d'euros, contre 279,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 22,9 %. Cette augmentation de 63,9 millions d'euros s'explique principalement par :
 - la bonne performance des activités dans le solaire photovoltaïque portées par EDF Energies Nouvelles Réparties SA, EDF ENR Solaire et Tenesol. La croissance de l'activité de Ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti (EDF ENR SA et EDF ENR Solaire) provient du développement des installations clé en main auprès des particuliers (BtoC), et de la progression des ventes aux professionnels (BtoB). A titre d'illustration, EDF ENR Solaire a réalisé 3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé 13,6 MWC chez les professionnels à comparer à 6,5 MWC en 2009. Par ailleurs, le groupe Tenesol connaît également une bonne année avec la progression des ventes de modules en Europe, notamment en Allemagne et en Italie,
 - en revanche, l'activité d'appareils de chauffage à bois (Supra) et de pompes à chaleur (Ribo) est en retrait. Ces deux activités ont en effet connu une année difficile. Supra et Ribo ont souffert de la conjoncture économique ayant par essence eu un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages, et ont par ailleurs été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt.

Amériques

Le chiffre d'affaires pour la zone Amériques s'élève à 538,6 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 433,6 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,2 %. A taux de change constant, il augmente de 17,7 %.

- ▶ Le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 90,9 millions d'euros en 2009 à 136,3 millions d'euros en 2010, soit une hausse de quasiment 50 % liée principalement à :
 - l'effet année pleine de la mise en service en 2009 du parc éolien d'Hoosier (106 MW nets) aux États-Unis et d'une partie du parc de la Ventosa (37,5 MW nets) au Mexique,
 - les mises en services en 2010 des parcs solaires d'Elmsley East & West et de Saint Isidore A au Canada (35,3 MWC), celle du projet biogaz Beacon (50 MW nets) aux États-Unis ainsi que la seconde partie du parc éolien de la Ventosa (30 MW nets), et
 - un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 40,9 %.

La production 2010 de la zone Amériques s'élève à 2,82 TWh, en progression de 31,8 % par rapport à 2009.

- ▶ Le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 314,9 millions d'euros en 2009 à 373,3 millions d'euros en 2010, soit une hausse de 18,6 %. En effet :
 - en 2009, il concernait principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et la vente à l'avancement de Linden (50 MW),
 - en 2010, il comprend principalement la vente du projet éolien de Nobles (201 MW) ;
- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance, après deux années de forte croissance, se stabilise à un haut niveau. Il passe de 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 29 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une augmentation de 4,3 %. A taux de change constant, il est quasiment stable. A fin décembre 2010, plus de 4 800 MW et plus de 5 300 turbines sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers.

9.2.2 EBITDA⁽¹⁾

L'EBITDA s'élève à 455,1 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 334,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 36,2 %. Hors éléments non récurrents (20,3 millions d'euros de *badwill* suite à l'acquisition du parc éolien de Monte Grighine en 2009 et provisions pour risques et charges de 13,2 millions d'euros en 2010 – voir la note 1 des comptes consolidés inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence), la progression est en fait de 49,2 %. Les principales composantes de cette évolution sont les suivantes :

- ▶ l'accroissement de l'activité du Groupe, notamment pour ses activités de Production, Développement-Vente d'Actifs Structurés et d'Exploitation-Maintenance pour 192,6 millions d'euros ; l'année 2010 se caractérise par :
 - une progression de l'activité Production qui s'explique par :
 - un effet année pleine limité par un cadencement des mises en service 2009 (en particulier en Europe), qui étaient intervenues tôt en cours d'année,
 - des mises en service 2010 qui sont pour la plupart intervenues vers la fin de l'année, et
 - un effet de périmètre avec la cession des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin et la fin de l'exploitation de l'unité de cogénération de Mulhouse,
 - une activité importante de vente de projets, notamment des projets photovoltaïques au sol dans la zone Europe, et éolien dans la zone Amériques. Cette performance remarquable rend l'année 2010 atypique avec des marges dégagées par l'activité dépassant largement les charges de développement et de structure ;
- ▶ la forte augmentation des frais de développement et *corporate* d'une année sur l'autre ; 2010 a été une année au cours de laquelle le Groupe a fortement investi de manière à conforter son *pipeline* de

projets pour préparer le développement de demain. Le volume des frais de développement et *corporate* devrait désormais se stabiliser.

EDF Energies Nouvelles Réparties : les bons résultats obtenus par l'activité de Ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti ont été obérés par les difficultés rencontrées dans les activités de pompes à chaleur et d'appareils de chauffage à bois. L'EBITDA de l'ensemble des activités d'EDF ENR passe ainsi de 24,8 millions d'euros à 2,6 millions d'euros, soit une baisse de 22,2 millions d'euros. Les activités solaires affichent un EBITDA de 22,8 millions d'euros (à comparer à 19,9 millions d'euros en 2009) tandis que les activités de pompes à chaleur et de poêles à bois enregistrent une perte de 7 millions d'euros en 2010 (à comparer à un EBITDA de + 4,8 millions d'euros en 2009). Ces chiffres comportent également (13,2) millions d'euros de provisions pour risques et charges au titre de ces deux activités.

Par zones géographiques, l'EBITDA de la zone Europe passe de 215,4 millions d'euros fin décembre 2009 à 254,1 millions d'euros fin décembre 2010, soit une hausse de 18 %. Hors éléments non récurrents 2009 et 2010, l'EBITDA progresse de 37 %. L'EBITDA de la zone Amériques passe, quant à lui, de 118,8 millions d'euros fin décembre 2009 à 201 millions d'euros fin décembre 2010, soit une hausse de 69,2 %. A taux de change constant, l'EBITDA de la zone Amériques est de 187,4 millions d'euros, soit en hausse de 57,6 %.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Europe s'explique principalement par l'effet des mises en service au cours de l'année conjugué à l'effet année pleine, même si celui-ci a été limité par le cadencement des mises en service des centrales. Par ailleurs, l'activité Vente de projets, notamment photovoltaïques au sol et grandes toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) a été particulièrement importante en 2010, et l'EBITDA dégagé a été supérieur aux frais de développement et *corporate*. Enfin, l'EBITDA de l'exercice 2010 tient compte également des dispositions prises

⁽¹⁾ La présente section présente le résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur, dit « EBITDA » du Groupe. L'EBITDA ne doit en aucune manière être assimilé au résultat opérationnel, au résultat net ou au flux de trésorerie découlant de l'exploitation et ne saurait être employé comme un indicateur de profitabilité ou de liquidité passée ou future du Groupe.

sur les activités de pompes à chaleur et d'appareils à chauffage à bois, soit une provision pour risque et charge de 13,2 millions d'euros.

L'évolution de l'EBITDA de la zone Amériques s'explique par une bonne année de ventes de projets avec notamment la fin de la construction du projet Linden (50 MW), les ultimes dégagements

de marges sur le projet de Crane Creek et la réalisation du projet Nobles (201 MW). Par ailleurs, le volume de l'activité Production a augmenté du fait de la mise en service du projet La Ventosa au Mexique, de l'effet année pleine des centrales solaires mises en service au Canada en 2009, ainsi que de l'entrée en périmètre du projet Beacon (50 MW) dans le domaine du Biogaz.

9.2.3 DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations nettes aux amortissements augmentent de 43,6 millions d'euros passant de 103,3 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 146,9 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation s'explique par les dotations aux

amortissements des immobilisations relatives aux parcs mis en service cette année ainsi que par l'effet année pleine de ceux mis en service courant 2009.

9.2.4 PERTES DE VALEUR

En 2010, les dépréciations d'actifs et de *goodwill* représentent un montant total de 20,7 millions d'euros contre 0,7 million en 2009. Elles concernent essentiellement (18,5 millions d'euros) les

activités de pompes à chaleur et d'appareils à chauffage à bois, qui ont connu une année difficile.

9.2.5 RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Zone géographique (en millions d'euros)	2009	2010
Europe	146,7	140,1
Amériques	83,4	147,3
TOTAL	230,1	287,4

Le résultat opérationnel du Groupe est de 287,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,9 % en intégrant les dépréciations d'actifs et les provisions effectuées sur les activités Energies Nouvelles Réparties (31,7 millions d'euros).

Energies Nouvelles Réparties. Hors éléments non récurrents (*badwill* de Monte Grighine en 2009 et provisions pour risques et charges ainsi que dépréciations d'actifs Supra et Ribo en 2010 – voir la note 1 des comptes consolidés inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence), la progression est de 35,9 %.

Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 140,1 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une diminution de 4,5 %, parce qu'il porte les mesures de provision et dépréciations des activités

Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 147,3 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de 76,6 %. A taux de change constant, la hausse est de 64,2 %.

9.2.6 RÉSULTAT FINANCIER

Le résultat financier est une charge de 140,9 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 104,0 millions au 31 décembre 2009.

Il comporte les éléments non récurrents suivants :

- en 2009 : provision de 20,3 millions d'euros qui couvraient les créances financières détenues par le Groupe sur la société Silicium de Provence (SilPro), dont EDF Energies Nouvelles détient une participation minoritaire indirecte ;

- et en 2010 : provision de 13,1 millions d'euros pour dépréciation de créances consenties à des participations minoritaires, dont la recouvrabilité apparaît incertaine.

Hors ces éléments non récurrents, le résultat financier est une charge de 127,8 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 83,7 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 52,7 % et en valeur absolue de 44,1 millions d'euros qui s'explique par :

- la hausse de la charge d'intérêts nette des produits de placements de 40,7 millions d'euros : elle passe de 80,9 millions d'euros au

31 décembre 2009 à 121,6 millions d'euros au 31 décembre 2010 du fait de la hausse de l'endettement liée à la mise en service de centrales en 2009 et 2010 ;

- la comptabilisation en 2010 de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui est un produit de 1,4 million d'euros alors

qu'elle était un produit de 1,8 million d'euros en 2009, soit une variation négative de 0,4 million d'euros ;

- les autres produits et charges qui constituaient une charge nette de 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2009 constituent une charge nette de 7,6 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une variation négative de 3 millions d'euros.

9.2.7 IMPÔTS SUR LES SOCIÉTÉS

La charge d'impôt sur les sociétés de l'exercice s'élève à 61,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 21,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 146,5 millions d'euros contre 126,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 41,9 %, contre 16,96 % en 2009.

L'importance de cette très forte variation du taux effectif d'impôt d'une année à l'autre est principalement due à trois phénomènes :

- en 2010, les dépréciations comptabilisées sur les activités d'Energies Nouvelles Réparties qui impactent le résultat courant avant impôt à hauteur de (44,8) millions d'euros ne sont fiscalisées qu'à hauteur d'un impôt différé actif de 1,8 million d'euros. Corrigé de ces éléments, le taux effectif s'établirait à 33 %. Il reste en augmentation par rapport à celui constaté l'an passé ;
- en 2009, le Groupe avait bénéficié d'effets de minoration importants, notamment la non-fiscalisation du *badwill* constaté sur Monte Grighine, un crédit d'impôt exceptionnel en Italie, et aux États-Unis l'utilisation de crédits d'impôt concernant la période 2006 à 2008 que le Groupe s'était fait rembourser suite à une opération de *carry-back*. En 2010, les effets de minoration sont beaucoup moins importants ;
- en 2010, les zones dans lesquelles les taux d'impôt sont élevés, notamment les États-Unis et la France, ont dégagé un résultat courant avant impôt important, qui a pour conséquence d'augmenter le taux moyen du Groupe.

De manière plus détaillée, en 2010, la différence entre le taux effectif de 41,89 % et le taux normal d'imposition en France de 34,43 % résulte essentiellement :

- des effets de majoration suivants :
 - la non-reconnaissance de l'impôt différé actif sur les provisions pour risques et charges et les dépréciations d'actifs sur les activités Energies Nouvelles Réparties,
 - la réduction du crédit d'impôt «*Tremonti Ter*» comptabilisé en 2009 en Italie,
 - la non-déductibilité permanente de certaines charges et notamment :
 - la non-déductibilité au Mexique de l'effet relatif à l'inflation, et
 - des charges non déductibles en Grèce,
 - l'effet de la non-reconnaissance de certains déficits, dont la recouvrabilité est soit incertaine, soit limitée dans le temps ;
- des effets de minoration suivants :
 - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables notamment la plus-value de cession des centrales thermiques de Jarry et Energies Saint Martin,
 - l'utilisation aux États-Unis des crédits d'impôts (PTC et ITC) dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens,
 - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume-Uni, la Bulgarie, le Portugal et la Turquie),
 - des crédits d'impôt Environnement en Espagne,
 - des crédits d'impôt Recherche en France.

9.2.8 QUOTE-PART DES SOCIÉTÉS MISES EN ÉQUIVALENCE

La quote-part des sociétés mises en équivalence passe d'une perte de 0,2 million d'euros en 2009 à un produit de 0,4 million d'euros en 2010. Les résultats 2010 d'Alcogroup détenu à 25 % par le Groupe ont été bénéficiaires du fait de l'évolution favorable des prix de l'éthanol et des bonnes performances de l'usine bioéthanol de

Gand, déjà constatées au cours du second semestre 2009, et qui avaient permis au groupe belge de stabiliser ses résultats pour être proche de l'équilibre au 31 décembre 2009, après un premier semestre déficitaire.

9.2.9 RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ

Le résultat net consolidé s'élève à 85,6 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 104,5 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une baisse de 18,9 millions d'euros. Hors effet des dépréciations des activités Energies Nouvelles Réparties en 2010, soit (43) millions d'euros, détaillées dans les différents soldes intermédiaires du compte de résultat ci-dessus, le résultat net consolidé s'élève à 128,6 millions d'euros.

En synthèse, l'évolution du résultat net consolidé s'explique de la façon suivante :

- ▶ le résultat opérationnel passe de 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 287,4 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de 57,3 millions d'euros (+ 24,9 %), cette hausse étant principalement liée à l'accroissement de l'activité de Production et de vente de projets ; elle intègre également un volume de dépréciation des activités pompes à chaleur et appareils à chauffage à bois de 31,7 millions d'euros comptabilisé en 2010. En 2009, le résultat opérationnel comprenait quant à lui le *badwill* Monte Grighine pour 20,3 millions d'euros. Sans ces impacts, le résultat opérationnel au 31 décembre 2010 est de 319,1 millions d'euros contre 209,8 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 52,1 % ;
- ▶ la charge financière enregistre une augmentation de 36,9 millions d'euros, pour s'établir à 140,9 millions d'euros. Cette hausse est liée à l'augmentation de la charge d'intérêts nette des produits de placements et tient compte d'une provision pour créances financières sur des participations Energies Nouvelles Réparties pour 13,1 millions d'euros constituées en 2010 ainsi que la prise en compte en 2009 des conséquences de l'arrêt du projet SilPro pour 20,3 millions d'euros ; hors ces éléments non récurrents, la variation 2009-2010 est de 44,1 millions d'euros, soit + 52,7 % ;
- ▶ la charge d'impôt passe de 21,4 à 61,4 millions d'euros soit une hausse de 40 millions d'euros. En 2010, la charge d'impôt a augmenté de manière importante pour plusieurs raisons : les dépréciations comptabilisées sur les activités Energies Nouvelles Réparties et qui impactent le résultat opérationnel ne sont fiscalisées qu'à hauteur d'un impôt différé actif de 1,8 million d'euros ; sans cet impact, le taux effectif s'élève à 33 %. Le Groupe n'a pas bénéficié cette année de divers avantages fiscaux et crédits d'impôt comme cela avait été le cas l'an passé. Enfin, les zones dans lesquelles les taux d'impôt sont élevés, notamment les États-Unis et la France ont dégagé un résultat courant avant impôt important, qui a pour conséquence d'augmenter le taux moyen du Groupe ;
- ▶ la quote-part de résultat des sociétés mises en équivalence constitue un produit de 0,5 million d'euros, alors qu'il constituait une perte de 0,2 million d'euros au 31 décembre 2009. Cette amélioration s'explique principalement par l'amélioration de la performance du groupe belge Alco dans le domaine des biocarburants.

Après neutralisation de l'impact « dépréciation des actifs Energies Nouvelles Réparties », soit (43) millions d'euros, le résultat net consolidé 2010 s'élève à 128,6 millions d'euros.

9.2.10 INTÉRÊTS MINORITAIRES

Les intérêts minoritaires s'élèvent à (20,5) millions d'euros au 31 décembre 2010 pour un résultat net consolidé de 85,6 millions d'euros. La prise en charge des différentes dépréciations concernant les activités Energies Nouvelles Réparties contribue pour (43) millions d'euros sur le résultat

consolidé et pour (23,4) millions d'euros sur les intérêts minoritaires. Après neutralisation de cet impact, le résultat net consolidé s'élève à 128,6 millions d'euros et les intérêts minoritaires à 2,9 millions d'euros.

9.2.11 RÉSULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe augmente de 8,4 %, passant de 97,9 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 106,1 millions d'euros au 31 décembre 2010. L'effet des dépréciations des activités Energies Nouvelles Réparties détaillées dans les différents soldes intermédiaires du compte de résultat ci-dessus sur le résultat net part du Groupe s'élève à 19,6 millions d'euros. Celui des impacts

non récurrents 2009 Silpro et *badwill* était de 12,3 millions d'euros. Après neutralisation de ces éléments, le résultat net part 2010 du Groupe s'élève à 125,7 millions d'euros, soit une progression de 46,8 %.

9.3 Structure financière

Les fonds propres du Groupe s'élèvent à 1 606,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 572,5 millions d'euros au 31 décembre 2009. La variation de 33,9 millions d'euros s'explique essentiellement par le résultat net consolidé de la période, soit 85,6 millions d'euros, les distributions de dividendes effectuées en 2010 au titre de 2009, soit (32,7) millions d'euros, la variation de réserves de conversion liée principalement à l'appréciation du dollar américain pour 25,6 millions d'euros, la variation de la réserve de juste valeur des instruments dérivés pour (35,6) millions d'euros et enfin les variations de périmètre et autres flux pour le solde soit (9) millions d'euros.

L'endettement net, quant à lui, s'élève à 3 644,7 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 2 766,5 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Sur l'exercice 2010, la variation de l'endettement net, en hausse de 878,2 millions d'euros, s'explique principalement par :

- ▶ le *cash flow* opérationnel dégagé sur l'exercice : + 343,2 millions d'euros ; il représente 75,4 % de l'EBITDA, ce qui constitue un niveau élevé du fait que l'impôt sur les sociétés à payer sur le résultat de l'année dernière était peu élevé et compte tenu des dotations aux provisions ;
- ▶ la diminution du besoin en fonds de roulement : (179,2) millions d'euros, qui s'explique pour l'essentiel par l'affectation des turbines en stock au 31 décembre 2009 à des projets éoliens

américains. En valeur absolue, le besoin en fonds de roulement s'élève à 471,8 millions d'euros au 31 décembre 2010, dont 165,3 millions d'euros de stock, 34,3 millions d'euros de travaux en cours nets des avances reçues, 93,3 millions d'euros d'avances versées et diverses autres créances et dettes d'exploitation pour 178,9 millions d'euros ;

- ▶ les investissements réalisés sur la période : (1 217,2) millions d'euros, contre (1 318,6) millions d'euros en 2009, soit globalement équivalent à ceux constatés au 31 décembre 2009. Les investissements s'entendent nets des fournisseurs d'immobilisations « payés ». Les investissements réalisés en 2010 dans le domaine de l'éolien (et autres technologies) représentent 590,4 millions d'euros, soit 48,5 % des investissements et dans le solaire 554,9 millions d'euros, soit 45,6 % des investissements. 71,9 millions d'euros soit 5,9 % ont été investis dans les activités d'EDF Energies Nouvelles Réparties, notamment chez Tenesol ;
- ▶ le paiement des dividendes : (32,7) millions d'euros ;
- ▶ la variation du périmètre : (40) millions d'euros dont l'entrée en périmètre de Beacon, qui porte un projet biogaz de 50 MW aux Etats-Unis ;
- ▶ les autres éléments (105,9 millions d'euros), notamment liés aux effets de la variation de change pour 64,7 millions d'euros et de la variation de juste valeur des dérivés de taux d'intérêt pour 38,8 millions d'euros.

9.4 Trésorerie et ressources en capital

Le tableau ci-dessous résume les flux de trésorerie du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2009 et 2010 (normes IFRS) :

(en millions d'euros)	2010	2009
Flux de trésorerie générés par l'activité	594,9	107,3
Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(1 086,7)	(1 291,1)
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	387,3	1 166,4

FLUX DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉS PAR L'ACTIVITÉ

Les flux de trésorerie générés par l'activité du Groupe se sont élevés à 594,9 millions d'euros en 2010, contre 107,3 millions d'euros en 2009. Cette augmentation s'explique, d'une part, par une forte diminution du Besoin en Fonds de Roulement liée notamment à l'affectation des turbines en stock au 31 décembre 2009 à des projets éoliens, d'autre part, par une augmentation des amortissements et

provisions due essentiellement à d'importantes mises en service en 2010, et enfin, par l'évolution des charges d'intérêts sur les opérations de financement correspondant essentiellement à des intérêts, des commissions bancaires et à des charges et produits sur les dettes de location financement.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT

En 2010, les flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement se sont élevés à (1 086,7) millions d'euros contre (1 291,1) millions d'euros en 2009. Cette variation résulte, d'une part, du développement de l'activité qui se traduit par de nombreux

investissements particulièrement significatifs aux États-Unis, en France, en Italie, en Grèce et au Canada et, d'autre part, de l'impact de plusieurs cessions de baux en France et en Italie ainsi que des cessions d'actifs en France.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie liés aux opérations de financement ont représenté 387,3 millions d'euros en 2010 contre 1 166,4 millions d'euros en 2009.

Le financement des investissements engagés sur la période a été réalisé en partie par la souscription d'emprunts bancaires ou auprès

d'autres sources de financement pour 2 802,5 millions d'euros contre 1 957 millions d'euros en 2009, alors que les dettes financières ont été remboursées pour 2 281,7 millions d'euros contre 694,1 millions d'euros en 2009.

9.5 Structure de l'endettement

Le tableau ci-dessous résume la structure des dettes financières du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009 :

<i>(en millions d'euros)</i>	2009 (retraité)	2010
Emprunts auprès des établissements de crédit	3 003,0	3 687,5
Autres dettes financières	372,6	452,5
Intérêts courus	4,5	24,2
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES ⁽¹⁾	3 380,1	4 164,2

(1) Hors découverts bancaires et juste valeur des dérivés.

La nature des dettes vis-à-vis du groupe EDF a été redéfinie et ceci a conduit, au cours de l'exercice 2010, à un reclassement de 640 millions d'euros des « Autres dettes financières » vers les « Emprunts auprès des établissements de crédit » (voir note 21 des comptes consolidés). Les données relatives à l'exercice 2009 présentées dans le tableau ci-dessus et dans les développements ci-après ont donc été retraitées de ce reclassement afin de permettre une comparaison entre les deux exercices.

Au 31 décembre 2010, les emprunts et dettes financières s'élèvent à 4 164,2 millions d'euros contre 3 380,1 au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 784,1 millions d'euros. Cette augmentation est liée aux investissements significatifs réalisés en 2010 pour des centrales éoliennes et solaires destinées à être conservées par le Groupe. Cette variation résulte essentiellement :

► de la souscription d'emprunts auprès des établissements de crédits (2 798,2 millions d'euros), pour l'essentiel en France

(2 188,9 millions d'euros), en Grèce (124 millions d'euros), en Italie (103,4 millions d'euros), au Mexique (102,5 millions d'euros), au Royaume-Uni (77,3 millions d'euros) et au Canada (29,8 millions d'euros) ;

- du remboursement d'emprunts (2 162,6 millions d'euros), essentiellement en France (1 933,1 millions d'euros), en Grèce (116,3 millions d'euros), en Italie (55,7 millions d'euros) et au Portugal (22,5 millions d'euros) ;
- de la variation monétaire des autres dettes financières qui ont augmenté de 89,9 millions d'euros ; et
- des autres mouvements (notamment des effets des variations de périmètre et des écarts de conversion) pour le solde.

Le tableau ci-dessous résume la structure de l'endettement net du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2010 et 2009 :

<i>(en millions d'euros)</i>	2009 (retraité)	2010
Emprunts et dettes financières	3 415,0	4 199,0
Juste valeur des dérivés passifs	55,8	96,4
Juste valeur des dérivés actifs	(5,8)	(9,4)
Créances financières à court terme (nettes de provision)	(232,2)	(270,6)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	(466,3)	(370,7)
ENDETTEMENT NET	2 766,5	3 644,7

9.6 Engagements hors bilan

Le Groupe applique la recommandation de l'Autorité des marchés financiers relative à la présentation des engagements hors bilan ; le Groupe les distingue en trois catégories :

➤ engagements hors bilan liés aux activités opérationnelles de la Société ;

➤ engagements hors bilan liés au financement ; et

➤ engagements hors bilan liés au périmètre.

9.6.1 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AUX ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES DE LA SOCIÉTÉ

Commandes d'exploitation

Commandes d'exploitation <i>(en millions d'euros)</i>	2009	2010	A moins d'un an	De un à cinq ans	A plus de cinq ans
Commandes de panneaux, turbines et combustibles	2 089	1 733	707	1 006	20
Locations opérationnelles – Preneur	78	191	39	43	109
Services long terme et engagements commerciaux	225	198	61	70	67
Primes de succès dans le cadre de contrats de partenariat	44	33	14	11	8
Autres	84	-	-	-	-
TOTAL COMMANDES D'EXPLOITATION	2 520	2 155	821	1 130	204

Le Groupe sécurise ses approvisionnements essentiellement en turbines et modules photovoltaïques par des contrats fermes pluriannuels. Ainsi, le Groupe s'est engagé à acheter et les tiers concernés à livrer de tels actifs.

Le Groupe est amené à signer des contrats de location opérationnelle à long terme, essentiellement pour la location de terrains dans le cadre de l'installation de parcs éoliens et photovoltaïques.

Il s'agit du montant nominal de tels contrats, sans indexation ni actualisation.

Dans le cadre du développement des projets, le Groupe conclut des accords de partenariat avec des tiers. Lorsque l'avancement des projets rend potentiel le versement d'une rémunération à ces tiers, une prime de succès est évaluée.

Garanties et engagements conditionnels liés aux activités opérationnelles de la Société

(en millions d'euros)	2009	2010
Garanties donnés	249	350
Autres	52	117
TOTAL GARANTIES ET ENGAGEMENTS CONDITIONNELS	301	467

Le Groupe accorde des garanties dans le cadre des contrats de construction qu'il réalise (notamment garanties de remise en état en cas de dégradation ou encore garanties de complet achèvement).

Le montant total de ces garanties s'élève à 350 millions d'euros en 2010 contre 249 millions d'euros en 2009. Les autres engagements se rapportent principalement à des engagements donnés pour des sociétés non consolidées ou mises en équivalence.

9.6.2 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AU FINANCEMENT

(en millions d'euros)	2009	2010
Lignes de crédit non tirées	-	1 031
Emprunts signés non tirés	578	574
TOTAL ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT REÇUS	578	1 605

Les engagements hors bilan liés au financement incluent des lignes de crédit non utilisées accordées par les banques ainsi que des emprunts déjà signés pour la construction de parcs par exemple

mais qui n'ont pas encore été tirés et n'apparaissent donc pas au bilan.

Par ailleurs, lors de l'obtention d'un financement, des sûretés réelles et nantissements sont exigés par les tiers.

Type de nantissements/hypothèques (en millions d'euros)	Montant d'actifs nantis (1)	Poste de bilan (2)	% Correspondant (1)/(2)
Sur immobilisations corporelles	3 335	4 743 ^(a)	70 %
Sur immobilisations financières	27 ^(b)	- ^(b)	n.a.

n.a. : Non applicable

(a) Pour les immobilisations corporelles, la référence de comparaison est le total des immobilisations corporelles du bilan consolidé au 31 décembre 2010. Ces nantissements couvrent les prêteurs qui ont apporté le financement externe à long terme de ces actifs. La durée de ces garanties est liée à la durée des emprunts et est majoritairement de l'ordre de 10 à 15 ans à l'origine.

(b) Ce sont parfois les titres des filiales du Groupe qui portent les emprunts qui sont nantis. Lorsque ces entités sont consolidées, le Groupe a décidé d'indiquer la valeur de l'actif sous jacent dans le nantissement sur immobilisations corporelles. En effet, les titres étant éliminés du bilan consolidé, les actifs détenus par l'entité dont les titres sont nantis s'y substituent.

Le nantissement sur immobilisations financières représente les titres mis en équivalence qui font l'objet d'un nantissement.

9.6.3 ENGAGEMENTS HORS BILAN LIÉS AU PÉRIMÈTRE

(en millions d'euros)	2009	2010
Engagements donnés d'acquisition de titres conditionnels	32,2	48,8
TOTAL	32,2	48,8

Les engagements d'acquisition de titres correspondent aux options d'achat non comptabilisées au bilan car les conditions d'exercice de ces options ne sont pas réunies.

A la connaissance de la Société, il n'existe pas au 31 décembre 2010 d'engagements hors bilan significatifs autres que ceux décrits ci-dessus.

9.7 Informations financières relatives à EDF Energies Nouvelles SA

9.7.1 ÉVOLUTION DE LA SITUATION FINANCIÈRE ET DU RÉSULTAT

Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires d'EDF Energies Nouvelles SA, société holding du Groupe, s'élève à 30,9 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 31,9 millions d'euros au 31 décembre 2009.

Le chiffre d'affaires est composé principalement de prestations fournies ou refacturées aux filiales du Groupe (par exemple les garanties données par la Société à des établissements financiers pour le compte des filiales, les honoraires des commissaires aux comptes, les honoraires de recherche-développement refacturés, la sous-location de baux) et de *managements fees*. La diminution du chiffre d'affaires par rapport à l'année précédente est liée notamment à la réduction des garanties données.

Résultats

Le résultat d'exploitation 2010 est négatif de (9) millions d'euros contre (4,9) millions d'euros l'an passé. Cette évolution provient notamment de l'élargissement du périmètre d'activité de la Société, de l'absence de reprise de provisions ainsi que de la réduction des garanties données.

Agissant comme holding de tête du Groupe, le résultat d'exploitation d'EDF Energies Nouvelles SA est structurellement négatif, car elle n'a pas la possibilité de refacturer l'intégralité de ses charges d'exploitation.

Le résultat financier d'EDF Energies Nouvelles SA est un produit de 47,9 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 28,9 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une augmentation de 19 millions d'euros. En effet, la Société ayant opté pour le régime de la comptabilité dite « de couverture » (comparable aux normes comptables internationales) enregistre dorénavant l'ensemble des résultats de change qu'ils soient positifs ou négatifs.

Le résultat exceptionnel s'élève à (0,4) million d'euros au 31 décembre 2010 contre 4,6 millions d'euros au 31 décembre 2009. En 2009, il correspondait notamment à la cession partielle (2,5 %) des titres de participation détenus dans la société C-Power (éolien *offshore*). En 2010, la Société n'a procédé à aucune opération exceptionnelle.

Le résultat net de l'exercice est donc un bénéfice de 38,1 millions d'euros contre un bénéfice 30,8 millions d'euros sur l'exercice précédent.

Fonds propres et endettement net

Les fonds propres d'EDF Energies Nouvelles SA s'élèvent à 1 235 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 226 millions d'euros au 31 décembre 2009. Au 31 décembre 2010, le report à nouveau s'élève à 50,2 millions d'euros et le résultat net à 38,1 millions d'euros.

EDF Energies Nouvelles SA joue un rôle de financement de ses filiales et participations de plus en plus important compte tenu de la mise en place d'une centralisation de la trésorerie depuis un peu plus de quatre ans. Elle finance une partie des fonds propres des projets éoliens et solaires conservés par le Groupe et consent des avances aux filiales du Groupe aux fins de financer leur besoin en fonds de roulement, payer les acomptes aux fabricants de turbines, et financer les périodes de construction des fermes dans l'attente de la mise en place des financements de projets.

Pour ces opérations, la maison mère dispose de lignes *corporate* et de découverts bancaires d'un montant de 2 628 millions d'euros partiellement utilisées, ainsi que d'une trésorerie disponible de 200 millions d'euros.

9.7.2 ÉTATS FINANCIERS D'EDF ENERGIES NOUVELLES SA POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010

Les états financiers d'EDF Energies Nouvelles SA pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 sont présentés en annexe 4 du présent document de référence.

9.7.3 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES D'EDF ENERGIES NOUVELLES SA POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2010

« Mesdames, Messieurs,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2010, sur :

- ▶ le contrôle des comptes annuels de la société EDF Energies Nouvelles SA, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- ▶ la justification de nos appréciations ;
- ▶ les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la Société à la fin de cet exercice.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants.

Immobilisations financières

La Société évalue annuellement la valeur d'inventaire de ses immobilisations financières selon la méthode décrite dans la note 5.3 – Immobilisations financières, relative aux règles et méthodes comptables. Nous avons procédé à l'appréciation de l'approche retenue par la Société, sur la base des éléments disponibles à ce jour, et mis en œuvre des tests pour vérifier l'application de ces méthodes.

Convention d'intégration fiscale

La note 5.10 – Intégration fiscale de l'annexe expose le traitement comptable applicable aux économies d'impôt et à leur éventuelle restitution aux filiales en vertu de la convention d'intégration fiscale. Nos travaux ont consisté à apprécier l'approche retenue et à revoir les calculs effectués par la Société. Sur la base des informations disponibles à ce jour, nos travaux ne remettent pas en cause le traitement retenu par la Société.

Instruments dérivés et comptabilité de couverture

La note 5.7 – Instruments dérivés et comptabilité de couverture de l'annexe expose les règles et méthodes comptables relatives aux instruments dérivés. Dans le cadre de notre appréciation des règles et principes comptables suivis par votre Société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables précisées ci-dessus et des informations fournies dans les notes de l'annexe et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre Société auprès des sociétés contrôlant votre Société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital vous ont été communiquées dans le rapport de gestion. »

Les commissaires aux comptes
Paris La Défense et Paris, le 8 février 2011

KPMG Audit, Département de KPMG SA

Catherine Porta
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin
Associé

9.7.4 TABLEAU DES RÉSULTATS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	2006	2007	2008	2009	2010
Capital en fin d'exercice					
Capital social	99 287 574	99 287 574	124 109 466	124 109 466	124 109 466
Nombre des actions ordinaires existantes	62 054 734	62 054 734	77 568 416	77 568 416	77 568 416
Nombre des actions à dividende prioritaire (sans droit de vote) existantes	-	-	-	-	-
Nombre maximal d'actions futures à créer					
▶ Par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
▶ Par exercice de droits de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultats de l'exercice					
Chiffre d'affaires hors taxes	14 160 095	14 086 520	20 799 432	31 909 910	30 871 417
Résultat avant impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	9 105 169	80 974 314	65 586 727	48 432 963	18 162 294
Impôt sur les bénéfices	310 553	(74 250)	621 250	2 203 573	(485 157)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(322 237)	57 651 549	34 337 860	30 825 805	38 050 727
Résultat distribué	6 826 020	16 134 231	20 943 472	29 475 998	32 578 735
Résultat par action					
Résultat après impôt, participation des salariés, mais avant dotations aux amortissements et provisions	0,15	1,3	0,85	0,65	0,23
Résultat après impôt, participation des salariés et dotations aux amortissements et provisions	(0,01)	0,93	0,44	0,397	0,49
Dividende attribué à chaque action	0,11	0,26	0,27	0,38	0,42*
Personnel					
Effectif moyen des salariés employés pendant l'exercice	66	72	76	82	107
Montant de la masse salariale de l'exercice	5 001 966	4 725 543	6 329 226	6 566 193	9 886 731
Montant des sommes versées au titre des avantages sociaux de l'exercice (sécurité sociale, œuvres sociales)	2 683 484	2 280 303	3 229 879	5 656 888	6 954 532

* Montant du dividende qui sera proposé à l'assemblée générale du 27 mai 2011.

9.7.5 ÉVOLUTION DES PARTICIPATIONS

Les principales opérations réalisées en 2010 concernent l'acquisition en Allemagne de 44 % complémentaires de la société REETEC. Cette société était détenue jusqu'au 31 décembre 2009 à hauteur de 28 % et était mise en équivalence. Elle est désormais intégrée globalement à 72 %.

9.8 Délais de paiement

Conformément à l'article D. 441-4 du Code de commerce, la Société donne la décomposition du solde des dettes à l'égard des fournisseurs au 31 décembre 2010 par date d'échéance :

Échéance	Dettes fournisseurs (en milliers d'euros)
Paiement à 30 jours	3 936
Paiement entre 30 et 45 jours	7

10 Trésorerie et capitaux

10.1 Information sur les capitaux du Groupe

Les informations relatives aux capitaux propres du Groupe figurent aux paragraphes 9.3 et 20.1 du présent document de référence.

10.2 Flux de trésorerie

Les informations relatives aux flux de trésorerie figurent aux paragraphes 9.4 et 20.1 du présent document de référence.

10.3 Financement

Les informations relatives au financement des activités du Groupe figurent aux paragraphes 9.5 et 4.4.3 du présent document de référence.

10.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux

Par principe, les financements de projets prévoient des conditions au versement de dividendes aux actionnaires. En particulier, il est généralement prévu que la société concernée doit respecter un niveau minimum de couverture du service de la dette, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*debt service coverage ratio*). Ce ratio, en général mesuré une à deux fois par an, correspond au rapport entre (i) le *cash flow* après paiement des coûts d'exploitation, des investissements de maintenance et de la charge d'impôt et (ii) le service de la dette (intérêts et principal) de la période mesurée. S'il est inférieur à un certain seuil, la société de projet n'a pas le droit de distribuer de dividendes. L'excédent de *cash* est alors intégralement conservé sur un compte de réserve jusqu'à ce que le ratio DSCR retrouve le niveau minimum requis ou est affecté à

un remboursement anticipé partiel du financement afin de rétablir l'objectif de couverture du service de la dette.

Dans le cadre des financements de projets, les actifs sous-jacents et les titres de la société de projet font généralement l'objet d'un nantissement auprès des banques prêteuses.

En outre, les contrats de financement de parcs éoliens prévoient d'une part le blocage sur un compte spécial d'un montant correspondant en moyenne à six mois de service de dette et d'autre part que soit mise en réserve sur un compte bancaire spécifique une provision afin de couvrir les dépenses de gros entretien des éoliennes.

Les financements de projet comportent également parfois des clauses de *cash-sweep* (accélération des remboursements) ou de *stand-by equity* (réinjection de fonds propres afin de rétablir le cas de base). Enfin, la quasi-totalité des financements de projets comporte une clause d'exigibilité anticipée (en général si le DSCR devient inférieur à 1).

Dans le cas particulier de la Grèce, il est impossible de distribuer en dividende la part du profit généré par les subventions reçues (les subventions représentant de l'ordre de 30 à 35 % du montant total de l'investissement).

Par ailleurs, les financements *corporate* (hors financements conclus avec EDF) contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte différents ratios dont un ratio EBITDA/frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2 et un seuil maximal d'endettement.

Enfin, certains financements incluent des clauses restrictives du type remboursement anticipé, au cas où EDF viendrait à descendre en dessous d'un certain seuil de détention du capital de la Société, ou si la Société venait à changer de dénomination sociale.

Au 31 décembre 2010, la Société n'était en défaut de paiement dans aucun de ses financements de projets et financements *corporate*.

10.5 Sources de financement attendues pour les investissements futurs

A la date du présent document, les sources de financement attendues pour les financements futurs seront pour l'essentiel des financements de projet (voir le paragraphe 4.4.3 du présent document de référence pour une description des conditions de financement du Groupe). Ils devraient continuer à représenter 70 à 90 % du total de l'investissement, le solde étant financé par des fonds propres.

Les financements de projet long terme sont en général d'une durée comprise entre 12 et 18 ans et leurs emprunts sont généralement à taux variables, auxquels est adjointe une couverture du taux au travers d'un *swap* (voir le paragraphe 4.4.1 du présent document de référence).

11 Recherche et développement, brevets et licences

11.1 Recherche et développement

Le marché des énergies renouvelables, notamment en matière d'éolien et de solaire photovoltaïque, est un marché sur lequel la technologie évolue rapidement. Afin de maintenir et d'accroître son niveau d'activité, le Groupe doit donc être en mesure d'anticiper et de suivre ces progrès technologiques. A ce titre, le Groupe porte un intérêt marqué aux activités de Recherche-Développement, qui constituent un facteur clé de réussite dans son secteur d'activité.

Dans ce domaine, le Groupe s'appuie notamment sur les équipes de recherche-développement du groupe EDF. La Société et EDF ont ainsi conclu en 2008 un contrat-cadre visant à organiser leur collaboration pour les programmes de recherche-développement en matière d'énergie renouvelable.

Cette collaboration est organisée autour de programmes de recherche annuels à convenir entre les deux parties. Ce contrat est conclu pour une durée de trois ans et reconductible par tacite reconduction par période d'une année. Ce contrat pourra être résilié unilatéralement par EDF en cas de modification du niveau de contrôle d'EDF sur la Société ou de changement d'activité

conséquent au sein de la Société. Il fait actuellement l'objet d'une renégociation entre les parties pour les exercices 2011 à 2013.

La collaboration avec EDF inclut des travaux relatifs à l'optimisation des performances des parcs éoliens (mesures de vent, études techniques de turbines, études sur les installations *offshore*, etc.), l'amélioration du rendement surfacique des cellules photovoltaïques et le développement de procédés de fabrication à moindre coût, l'optimisation des installations photovoltaïques sur toiture ainsi que l'appui au développement des projets d'exploitation des énergies marines.

En 2010, le budget alloué aux programmes de recherches conduits dans le cadre de ce partenariat avec EDF s'est élevé à près de 3 millions d'euros.

Dans le cadre de son développement dans les énergies renouvelables réparties, le Groupe a par ailleurs conclu plusieurs partenariats en recherche-développement (voir le paragraphe 6.5.6(c)(ii) du présent document de référence).

11.2 Marques, brevets et licences

EDF et la Société ont conclu en 2006 un contrat de licence de marque, aux termes duquel EDF concède à la Société le droit d'utiliser son nom et sa marque dans le cadre des règles édictées dans sa charte graphique pour un montant d'un euro symbolique. Sauf cas particulier, l'ensemble des filiales de la Société applique cette charte graphique.

La Société bénéficie en particulier au titre de ce contrat du droit d'usage de la marque EDF Energies Nouvelles en tant que dénomination sociale, ce qui constitue, tant en France qu'à

l'étranger, un atout important pour le Groupe, qui bénéficie ainsi de la renommée internationale d'EDF, l'un des leaders européens de la production, la distribution et la commercialisation d'électricité en Europe.

Ce contrat de licence de marque est entré en vigueur pour la durée de la Société ; il sera néanmoins résilié de plein droit dès lors que la participation, directe ou indirecte, d'EDF dans la Société deviendra inférieure à 35 % du capital ou des droits de vote.

12 Information sur les tendances

12.1 Évolutions depuis la clôture de l'exercice 2010

Les informations relatives aux principaux événements intervenus depuis la clôture de l'exercice 2010 figurent au Chapitre 6 et au paragraphe 20.6 du présent document de référence.

12.2 Perspectives d'avenir

Le Groupe entend poursuivre la croissance rapide de son activité de producteur d'énergie renouvelable tout en maintenant sa rentabilité. Cette croissance s'articulera autour d'une poursuite du développement de l'activité éolienne terrestre et solaire photovoltaïque combinée au développement des énergies réparties, notamment le solaire distribué, et au développement de relais de croissance sur d'autres filières renouvelables conformément à la stratégie du Groupe présentée au paragraphe 6.3 du présent document de référence. Enfin, le Groupe a l'intention de poursuivre son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés.

Dans cette perspective et pour refléter son modèle de croissance rentable, le Groupe s'est fixé des objectifs opérationnels et

financiers. Les tendances et objectifs présentés au présent paragraphe sont fondés sur des données, hypothèses, et estimations considérées comme raisonnables par la Direction du Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, comptable, concurrentiel, réglementaire, fiscal et aux conditions climatiques. En outre, la réalisation de certains risques décrits au Chapitre 4 du présent document, pourrait avoir un impact sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des objectifs figurant au présent Chapitre.

OBJECTIFS DU GROUPE

Dans le cadre de sa stratégie de développement dans la production d'énergie verte, le Groupe s'est fixé pour objectif d'atteindre une capacité installée de 4 200 MW fin 2012 (toutes filières confondues) dont au moins 500 MWC dans le solaire photovoltaïque, pour sa quote-part détenue en propre et après cession d'actifs dans le cadre de son activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés ⁽¹⁾.

Le Groupe continuera de respecter les critères de rentabilité stricts qu'il s'est fixés :

- pour les projets éoliens et solaires aux États-Unis : un taux de rentabilité interne (TRI) projet après impôt compris entre 9 et 11 % ;

- pour les projets éoliens et solaires en France, au Portugal, en Grèce, au Mexique, au Canada et pour les projets solaires en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 10 % ; et
- pour les projets éoliens et solaires en Turquie et au Royaume-Uni ainsi que pour les projets éoliens en Italie : un TRI projet avant impôt supérieur à 12 %.

Ces TRI sont calculés sur 20 ans, avant endettement, hors valeur terminale et en monnaie courante.

Par ailleurs, les activités de Développement-Vente d'Actifs Structurés devraient dégager une marge permettant de couvrir en moyenne au moins 80 % des frais de développement et de structure engagés par le Groupe au cours des prochaines années.

(1) Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une capacité installée de 2 663,2 MW détenus en propre et 672,0 MW devant être détenus en propre sont en cours de construction.

13 Prévisions ou estimations du bénéfice

13.1 Prévisions ou estimations de bénéfice du Groupe

Hypothèses

Le Groupe a construit ses prévisions 2011 sur la base des états financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2010 et des hypothèses suivantes :

- ▶ la production constatée ou, à défaut, la production moyenne hors aléa climatique appelée P50 (production estimée sur la base d'un vent moyen déterminé à partir d'un historique long terme) ;
- ▶ une permanence des méthodes comptables appliquées au cours de l'exercice 2010 pour l'exercice 2011 ;
- ▶ une croissance de la capacité installée en 2011 tenant compte des capacités en construction au 31 décembre 2010 (mentionnées au Chapitre 6 du présent document de référence) dont la mise en exploitation est prévue en 2011 ;
- ▶ des frais de structure et de développement couverts par les marges dégagées par l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés (ce qui suppose que les conditions de financement des acheteurs habituels de ces projets ne se détériorent pas significativement) ;
- ▶ des taux de change pris en compte de 1,32 USD et 0,85 GBP pour un euro ; et
- ▶ le périmètre est le périmètre de consolidation au 31 décembre 2010.

Les prévisions présentées ci-dessous sont fondées sur des données, hypothèses, et estimations considérées comme raisonnables par la Direction du Groupe. Ces données, hypothèses et estimations sont susceptibles d'évoluer ou d'être modifiées en raison des incertitudes liées notamment à l'environnement économique, financier, comptable, concurrentiel, réglementaire, fiscal et aux conditions climatiques. En outre, la réalisation de certains risques décrits au Chapitre 4 du présent document de référence pourrait avoir un impact sur l'activité, la situation financière, les résultats du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs. Le Groupe ne prend aucun engagement et ne donne aucune garantie sur la réalisation des prévisions figurant au présent paragraphe.

Ces prévisions ont été établies sur la base des principes comptables adoptés par le Groupe pour l'élaboration de ses états financiers consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2010, sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32 et 39 relatives à l'évaluation, la comptabilisation et la présentation des instruments financiers et IFRS 2 relative aux paiements fondés sur des actions.

Prévisions du Groupe pour l'exercice 2011

Sur la base des hypothèses ci-dessus, le Groupe entend atteindre pour l'exercice 2011 un EBITDA ⁽¹⁾ d'au moins 560 millions d'euros.

(1) L'EBITDA correspond au résultat opérationnel avant dotations aux amortissements, subventions d'investissement et pertes de valeur. L'EBITDA ne doit en aucune manière être assimilé au résultat opérationnel, au résultat net ou au flux de trésorerie découlant de l'exploitation et ne saurait être employé comme un indicateur de profitabilité ou de liquidité passée ou future du Groupe.

13.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice

« Monsieur le Président du Conseil d'Administration,

En notre qualité de commissaires aux comptes et en application du règlement (CE) n°809/2004, nous avons établi le présent rapport sur les prévisions de résultat de la société EDF Energies Nouvelles S.A. incluses dans le chapitre 13.1 de son document de référence établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Ces prévisions et les hypothèses significatives qui les sous-tendent ont été établies sous votre responsabilité, en application des dispositions du règlement (CE) n°809/2004 et des recommandations CESR relatives aux prévisions.

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion, dans les termes requis par l'annexe I, point 13.2 du règlement (CE) n°809/2004, sur le caractère adéquat de l'établissement de ces prévisions.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont comporté une évaluation des procédures mises en place par la Direction pour l'établissement des prévisions ainsi que la mise en œuvre de diligences permettant de s'assurer de la conformité des méthodes comptables utilisées avec celles suivies pour l'établissement des informations historiques de la société EDF Energies Nouvelles S.A.. Elles ont également consisté à collecter les informations et les explications que nous avons estimées nécessaires permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les prévisions sont adéquatement établies sur la base des hypothèses qui sont énoncées.

Nous rappelons que, s'agissant de prévisions présentant par nature un caractère incertain, les réalisations différeront parfois de manière significative des prévisions présentées et que nous n'exprimons aucune conclusion sur la possibilité de réalisation de ces prévisions.

A notre avis :

- Les prévisions ont été adéquatement établies sur la base indiquée ;
- La base comptable utilisée aux fins de cette prévision est conforme aux méthodes comptables appliquées par la société EDF Energies Nouvelles S.A. et sans prise en compte d'effet complémentaire des normes IAS 32 et 39, relatives à l'évaluation, la comptabilisation et la présentation des instruments financiers et IFRS 2 relative aux paiements fondés sur des actions.

Ce rapport est émis aux seules fins de l'enregistrement du document de référence auprès de l'AMF et ne peut être utilisé dans un autre contexte. »

Les commissaires aux comptes
Paris La Défense et Paris, le 25 mars 2011

KPMG Audit, Département de KPMG SA

Catherine Porta
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin
Associé

14 Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction générale

14.1 Composition et fonctionnement des organes de direction et de contrôle

La Société est une société anonyme à Conseil d'administration. Un descriptif résumé des principales stipulations des statuts et du règlement intérieur relatives au Conseil d'administration, en

particulier à son mode de fonctionnement et ses pouvoirs, figure au paragraphe 21.2.2 du présent document de référence.

14.1.1 CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le tableau ci-dessous présente la composition du Conseil d'administration ainsi que les mandats des membres du Conseil d'administration de la Société au cours des cinq dernières années (hors mandats détenus au sein de sociétés du Groupe, qui sont présentés en annexe 3 du présent document de référence) et le nombre d'actions de la Société qu'ils détiennent, au 31 décembre 2010 :

Nom Fonction Age Nombre d'actions au 31 décembre 2010	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercés Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)
Pâris Mouratoglou ⁽¹⁾ Président du Conseil d'administration 70 ans 1 000 025 actions	13 septembre 1990 26 mai 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2015	<i>Mandats et fonctions en cours</i> France <ul style="list-style-type: none"> ➤ Co-Gérant de la SCI FMK ➤ Président d'Apollon Solar ➤ Membre du Conseil de surveillance de Jacques Giordano Industries <ul style="list-style-type: none"> ➤ Représentant de la société SIIF Présidente de Nexcis SA <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de PV Alliance SAS ➤ Président du Conseil d'administration de SOLARFOCE <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Tenesol (représentant EDF Energies Nouvelles) Étranger <ul style="list-style-type: none"> ➤ Gérant de SIIF SARL (Luxembourg) <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de EURO SIIF <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur non exécutif de REH (Ile de Man) ➤ Co-Gérant de la Société d'Études et de Réalisation de Port de Plaisance de Saint-Raphaël (SERPP)
Société Internationale d'Investissements Financiers (SIIF) ⁽¹⁾ représentée par Catherine Mouratoglou 67 ans SIIF : 18 463 284 Mme Mouratoglou : 800 actions	30 juin 2000 26 mai 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2015	<i>Mandats et fonctions en cours</i> France <ul style="list-style-type: none"> ➤ Présidente de Bois Fleuri SAS <ul style="list-style-type: none"> ➤ Présidente SAS EUROSIIIF ➤ Représentante de la SA EUROSIIIF, Présidente de la SAS Du Lac Alain Cami Étranger <ul style="list-style-type: none"> ➤ Directeur général d'Energia Italia (Italie) ➤ Gérante de SIIF SARL (Luxembourg)

Nom Fonction Age Nombre d'actions au 31 décembre 2010	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercés Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)
Stéphane Tortajada ⁽²⁾ Administrateur 38 ans Aucune	15 septembre 2010 15 septembre 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2013	<p><i>Mandats et fonctions en cours</i></p> <p>France</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Fonction : Directeur Financement et Investissements du groupe EDF <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur et Président de C3 ➤ Administrateur et Président d'EDEV ➤ Administrateur et Président d'EDF Holding SAS ➤ Administrateur de la société EDF International <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Dalkia Holding ➤ Administrateur et Président du Comité d'audit d'EDF Trading <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur et Président de GGF <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de NNB HOLDCO ➤ Administrateur Lake Acquisition ➤ Administrateur et Président de SOLIFO <p>Étranger</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de British Energy Plc <p><i>Mandats expirés</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Big C ➤ Administrateur de DTC Finances
Élie Cohen ⁽³⁾ Administrateur 61 ans 1 action	18 septembre 2006 1 ^{er} décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011	<p><i>Mandats et fonctions en cours (France)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Membre du Conseil de surveillance de Steria <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur des Pages Jaunes <p><i>Mandats expirés</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Reparties <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Vigeo ➤ Administrateur d'Orange
Pierre Richard ⁽³⁾ Administrateur 70 ans 31 actions	18 septembre 2006 1 ^{er} décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011	<p><i>Mandats et fonctions en cours (France)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Generali France Holding ➤ Expert auprès du Conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement <ul style="list-style-type: none"> ➤ Membre du Conseil d'Orientation et du bureau de l'Institut de l'Entreprise ➤ Président du festival d'automne à Paris <p><i>Mandats expirés</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Président du Conseil d'administration de Dexia SA ➤ Président du Conseil d'administration de Dexia Credit Local <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur délégué de Dexia SA ➤ Administrateur et Vice-Président de Dexia Banque Belgium ➤ Administrateur et Vice-Président du Conseil d'administration de Dexia BIL <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur du Crédit du Nord ➤ Vice-Président de l'Association Française des Banques et membre du Comité exécutif de la Fédération Bancaire Française ➤ Membre du Conseil d'administration et administrateur du groupe « Le Monde », de Société Editrice du Monde et le Monde Investisseurs <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur d'Air France-KLM
EDEV ⁽²⁾ Administrateur représenté par M. Olivier Petros 55 ans EDEV : 38 784 194 actions M. Petros : aucune action	11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	<p><i>Mandats et fonctions en cours</i></p> <p>France</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Fonction : Directeur des Énergies Renouvelables du groupe EDF <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Électricité de Strasbourg SA ➤ Administrateur de Hypios SAS

Nom Fonction Age Nombre d'actions au 31 décembre 2010	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercés Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)
Jean Thomazeau ⁽¹⁾ Administrateur 71 ans 10 010 actions	29 novembre 2005 27 mai 2009 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2014	<i>Mandats et fonctions en cours</i> France <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de PRODEF, France Étranger <ul style="list-style-type: none"> ➤ Vice-Président et Administrateur de la Banque SAFDIE (Suisse) ➤ Président du Conseil d'administration BNP PARIBAS (EGYPT) SAE (Égypte) <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de BANK OF THE WEST (États-Unis) ➤ Administrateur de BANCWEST Corp. (États-Unis)
Thomas Piquemal ⁽²⁾ Administrateur 46 ans 1 action	11 octobre 2000 15 avril 2010 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	<i>Mandats et fonctions en cours</i> France <ul style="list-style-type: none"> ➤ Fonction : Directeur exécutif Groupe en charge des Finances d'EDF ➤ Administrateur de Fimalac ➤ Membre du Conseil de surveillance de RTE EDF Transport depuis le 31 août 2010 Étranger <ul style="list-style-type: none"> ➤ Membre de LAZ-MD Holdings LLC ➤ Membre de LFCM Holdings LLC ➤ <i>Director</i> de EDF Energy Holding Ltd depuis le 1^{er} avril 2010 ➤ <i>Director</i> de EDF Energy UK Ltd depuis le 1^{er} avril 2010 ➤ Vice-Président du Conseil de surveillance de ERDF depuis le 6 mai 2010 ➤ Membre du Conseil de surveillance de EnBW AG depuis le 7 juin 2010 ➤ Administrateur de EDISON SpA depuis le 29 juin 2010 ➤ Administrateur de Transalpina di Energia depuis le 29 juin 2010 <i>Mandats expirés</i> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Associé-Gérant de Compagnie Financière Lazard Frères SAS ➤ Associé-Gérant de Lazard Frères SAS ➤ <i>Managing Director</i> et <i>Member</i> de Lazard LLC ➤ Président du Conseil d'administration de VEES - Président du Conseil d'administration de VE Service-Ré ➤ Administrateur de Veolia Propreté ➤ Administrateur de Veolia Transport ➤ Membre des Conseils de surveillance A&B de Dalkia ➤ Membre du Conseil de surveillance de Dalkia France ➤ Membre du Conseil de surveillance de EOLFI ➤ Membre du Conseil de surveillance de Compagnie Générale des Eaux – Veolia Eau ➤ Administrateur de Veetra ➤ Administrateur de Veolia PPP Finance ➤ Président de Veolia Environnement Informations et Technologies ➤ <i>Director</i> de Veolia Environnement North America Operations ➤ <i>Director</i> de Veolia Environmental Services UK ➤ <i>Director</i> de Veolia Environnement UK ➤ <i>Director</i> de Veolia Environmental Services holdings

Nom Fonction Age Nombre d'actions au 31 décembre 2010	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercés Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés (par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent)
Jean-Louis Mathias ⁽²⁾ Administrateur 63 ans Aucune action	26 janvier 2007 14 janvier 2011 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2015	<p><i>Mandats et fonctions en cours (France)</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Directeur exécutif groupe EDF en charge de la coordination des activités France ainsi que des activités IT, Gaz et Énergies Renouvelables ▶ Membre du Conseil de surveillance « B » de Dalkia ▶ Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg <p>Autres et étrangers</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Administrateur d'Edison SpA <p><i>Mandats expirés</i></p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Directeur général délégué d'EDF ▶ Président du Conseil d'administration d'EDEV ▶ Président du Conseil d'administration d'EDF Trading

(1) Membres dont les candidatures ont été proposées par le groupe Mouratoglou.

(2) Membres dont les candidatures ont été proposées par le groupe EDF.

(3) Administrateurs indépendants.

Messieurs Élie Cohen et Pierre Richard sont administrateurs indépendants au sens du Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF et des critères adoptés par le règlement intérieur du Conseil.

Monsieur Thomas Piquemal a été coopté en remplacement de la société EDF démissionnaire le 15 avril 2010 pour la durée restant à courir du mandat. Monsieur Daniel Camus a été coopté le même jour en remplacement de Monsieur Jean-Louis Mathias, il a ensuite démissionné le 16 décembre 2010 et Monsieur Jean-Louis Mathias a été coopté le 14 janvier 2011.

Monsieur Olivier Petros a été désigné comme nouveau représentant permanent de la société EDEV le 11 mai 2010. Enfin, suite à la démission de Madame Corine Fau, Monsieur Stéphane Tortajada a été coopté en qualité de nouvel administrateur le 15 septembre 2010.

Lors du Conseil du 11 octobre 2010, Monsieur Pâris Mouratoglou a été renouvelé dans ses fonctions de Président du Conseil d'administration pour une durée expirant au plus tard à la date de fin de son mandat d'administrateur.

Catherine Mouratoglou (67 ans) est représentante permanente de la Société Internationale d'Investissements Financiers (« SIIF ») au Conseil d'administration de la Société depuis juin 2000. Diplômée de lettres et d'histoire de l'art à l'Université de Paris La Sorbonne, elle est notamment gérante de la Société Internationale d'Investissements Financiers, société détenant, outre une participation dans EDF Energies Nouvelles, des participations dans plusieurs sociétés hôtelières en France.

Jean Thomazeau (71 ans) est administrateur de la Société depuis 2005. Diplômé de l'Institut d'études politiques de Paris, de l'École Polytechnique et de l'Université de Stanford, il a débuté sa carrière en 1964 au sein de la Morgan Guaranty Trust Co., à New York. En 1976, il rejoint la BNP où il est nommé en 1977 sous-Directeur, puis Directeur adjoint en 1981 et Directeur de Département en 1985. Il prend en charge la Direction Amérique, Asie-Océanie en 1991 puis la Direction Entreprises, Banques et Risques et la Direction centrale des Risques. En 1993, il devient membre du Comité de direction générale de BNP Paribas et occupe les fonctions de conseiller du Président entre 2000 et 2003.

Pierre Richard (70 ans) a été nommé administrateur de la Société en 2006. Ancien élève de l'École Polytechnique, ingénieur général des Ponts-et-Chaussées et diplômé de l'université de Pennsylvanie, il débute sa carrière au sein de l'établissement public d'aménagement de la ville de Cergy-Pontoise dont il devient Directeur général adjoint en 1970. Conseiller technique au cabinet du Secrétaire d'État au logement entre 1972 et 1974, il est ensuite conseiller à la Présidence de la République pour suivre les dossiers des collectivités locales, de l'aménagement du territoire, de l'environnement, de l'urbanisme et de la construction. Nommé en 1978 Directeur général des collectivités locales au ministère de l'Intérieur, il participe à l'élaboration des projets de loi de décentralisation. Co-Président du groupe Dexia de 1996 à 1999, il en devient au 1^{er} décembre 1999 administrateur délégué et Président du Comité de direction ; de janvier 2006 à septembre 2008, il est Président du Conseil d'administration de Dexia SA. Il est actuellement administrateur de Generali France et expert auprès du Conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement (BEI).

Élie Cohen (61 ans) a été nommé administrateur de la Société en 2006. Docteur en gestion et en science politique, il a entrepris une double carrière de docteur et d'enseignant du supérieur. Élève chercheur de l'École des Mines puis chargé de recherche au Centre de sociologie de l'Innovation de l'École des Mines, il a ensuite rejoint le CNRS comme Directeur de Recherche au Groupe d'Analyse des Politiques Publiques de Paris 1 puis au Cevipof (FNSP). Comme Maître de Conférences puis Professeur, Élie Cohen a enseigné à l'Institut d'Études Politiques (Macro-Éco, Micro-Éco, Économie Publique, Politiques publiques, Gestion publique), à l'École Normale Supérieure Ulm (Sociologie des Organisations), à l'École Nationale d'Administration, à Harvard (Political Economy), et au Collège des Ingénieurs (Stratégies industrielles et financières). Il est également membre du Conseil d'Analyse Économique auprès du Premier Ministre.

Jean-Louis Mathias (63 ans) est administrateur de la Société depuis 2007. Ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale de la Statistique et de l'Administration Économique et licencié en sociologie, il a intégré EDF GDF Services en 1973 et a exercé différentes fonctions, notamment celles de chef d'agence à Aix-en-Provence et de Directeur de Centre à Paris. En 1992, il a

rejoint la Direction du Personnel et des Relations sociales (direction commune à EDF et Gaz de France) dont il a été nommé Directeur en 1996. En 1998, il est devenu Directeur Commercial de Gaz de France avant d'être nommé Directeur du Négoce en 2000. Depuis juin 2002, il était Directeur général adjoint du groupe Gaz de France. En septembre 2004, il a rejoint EDF en qualité de conseiller du Président et membre du Comité exécutif. En décembre 2004, il est nommé Directeur général délégué d'EDF, responsable de l'intégration du groupe et des programmes d'amélioration de la performance, ainsi que de la conduite des activités dérégulées en France (notamment production, commercialisation et services). En décembre 2009, il est nommé Directeur exécutif Groupe en charge de la coordination des activités France ainsi que des activités IT, Gaz et Énergies Renouvelables. Il est également membre du Conseil de surveillance de Dalkia et Président du Conseil d'administration d'Électricité de Strasbourg.

Thomas Piquemal (40 ans) est diplômé de l'École Supérieure des Sciences Économiques et Commerciales (ESSEC). Il débute sa carrière en 1991 au sein du cabinet d'audit Arthur Andersen. En 1995, il rejoint le département Fusions-Acquisitions de la banque Lazard-Frères ; il en deviendra associé-gérant cinq ans plus tard. Il participe alors aux grandes opérations financières stratégiques de Veolia, notamment la restructuration du capital et le rapprochement Dalkia/EDF. En 2008, il prend la responsabilité à Londres du partenariat stratégique signé entre Lazard et le fonds d'investissement américain Apollo. En janvier 2009, Thomas Piquemal rejoint Veolia Environnement en qualité de Directeur général adjoint, en charge des Finances et intègre le

Comité exécutif du groupe. Il est nommé Directeur exécutif Groupe en charge des Finances d'EDF en février 2010. Depuis janvier 2010, il est membre du Conseil d'administration de Fimalac.

Stéphane Tortajada (38 ans) est ingénieur diplômé de l'École Nationale des Ponts et Chaussées et du DESS Finance d'entreprise et marchés internationaux de capitaux de l'Institut d'Études Politiques de Paris. Il est également membre de la SFAF. Il a débuté sa carrière en banque d'affaires chez HSBC, puis il rejoint en 2000 la banque Lazard où il devient *Executive Director*. Depuis 2008, il était Directeur général délégué de Casino Développement, en charge du Développement et de l'Immobilier du groupe Casino à l'International. Depuis juillet 2010, il est Directeur Financement et Investissements du groupe EDF.

Olivier Petros (55 ans) est diplômé en Sciences Politiques et en Gestion. Ancien auditeur de l'Institut des hautes études de défense nationale (IHEDN), il a débuté sa carrière chez EDF à la Direction de l'Équipement, puis a rejoint ensuite la Direction Financière en tant que responsable des marchés européens au Service Financement et Trésorerie. En 1991, il intègre la Direction internationale en charge du plan stratégique et des questions financières ; il y crée l'activité Fusions-Acquisitions. De mai à décembre 1995, il est Conseiller international du Secrétaire d'Etat au Commerce extérieur dans le premier gouvernement d'Alain Juppé. De 1996 à 2001, il est Délégué aux fusions-Acquisitions et cessions du groupe EDF. De 2001 à 2003, il a été *Managing Director* « Fusions-Acquisitions Europe » et Senior Banker chez Deutsche Bank, basé à Londres. Depuis 2005, il était Directeur adjoint de la Stratégie du groupe EDF. Depuis mai 2010, il est Directeur des Énergies Renouvelables du groupe EDF.

14.1.2 PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration du 13 septembre 1990 a nommé M. Pâris Mouratoglou en qualité de Président du Conseil d'administration. M. Mouratoglou était également Directeur général de la Société jusqu'en juillet 2006.

Pâris Mouratoglou (70 ans) est diplômé de l'École Polytechnique. Il a débuté sa carrière en tant qu'économiste puis a rejoint le groupe de promotion immobilière Grands Ports de France en tant qu'associé et gérant. En 1979, il fonde le groupe Énergies en France en association avec Lazard Frères puis avec la Compagnie

Générale des Eaux, qui a construit et exploité une cinquantaine d'usines hydroélectriques en Europe. Il fonde ensuite en 1983 avec Vivendi la société Sithe aux États-Unis, devenue l'un des plus grands producteurs privés d'électricité au monde. Enfin, en 1991, il fonde SIIF, société spécialisée dans la construction et l'exploitation de centrales thermiques et hydroélectriques en France. En 1998, il fait prendre à la société une orientation stratégique vers le secteur des énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne et fait en quelques années de SIIF, rebaptisée en 2004 EDF Energies Nouvelles, un leader français des énergies renouvelables.

14.1.3 DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS

Le tableau ci-dessous présente la composition de la Direction générale ainsi que les mandats du Directeur général et des Directeurs généraux délégués au cours des cinq dernières années (hors mandats détenus au sein des sociétés du Groupe, qui sont présentés en annexe 3 du présent document de référence) et le nombre d'actions de la Société qu'ils détiennent, au 31 décembre 2010 :

Nom Fonction Age Nombre d'actions au 31 décembre 2010	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions exercées (hors Groupe) Mandats exercés au cours des cinq dernières années et expirés
David Corchia Directeur général 42 ans 326 385 actions	18 juillet 2006 1 ^{er} janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ▶ Gérant des sociétés civiles familiales NA, PAR, SA
Yvon André Directeur général délégué (France) 60 ans 99 900 actions	23 avril 2002 1 ^{er} janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ▶ Administrateur d'Alcogroup (Belgique) ▶ Administrateur C-Power (Belgique) ▶ Administrateur de Finance Consult ▶ Membre du Comité de direction de Nexcis <i>Mandats expirés</i> ▶ Administrateur de Sallèle Limousin ▶ Membre du Comité de développement de Total Énergie
Christophe Geffray Directeur général délégué (Industrie) 53 ans 2 913 actions	31 août 2006 1 ^{er} janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ▶ Membre du Comité technique de géothermie Bouillante SA <i>Mandats expirés</i> ▶ Administrateur de géothermie Bouillante SA (Guadeloupe) ▶ Membre du Comité de surveillance d'ECK (Pologne)
Olivier Paquier Directeur général délégué (Energies réparties) 46 ans Aucune action	1 ^{er} octobre 2009 1 ^{er} janvier 2010 31 décembre 2012	<i>Mandats en cours</i> ▶ Administrateur de la société PV Alliance ▶ Administrateur de NEXCIS SAS ▶ Membre du Comité de direction d'Apollon Solar SAS ▶ Administrateur de SOLEPI ▶ Président et administrateur de Tenesol <i>Mandats expirés</i> ▶ Administrateur de SAPAR FINANCE SA ▶ Président du Conseil d'administration et Directeur général de la Société C13 ▶ Directeur général et chef de file de la Société C3 SA ▶ Administrateur de la Société C14 SA ▶ Administrateur de la Société C15 SA ▶ Président du Conseil d'administration et Directeur général de la Société C9 ▶ Président du Conseil d'administration et Directeur général de la Société C2 ▶ Membre du Comité d'orientation d'EDF PEI ▶ Membre du Comité exécutif de DUNKERQUE LNG ▶ PDG d'ERDF international

David Corchia (42 ans) est Directeur général de la Société depuis juillet 2006. Diplômé de l'École Nationale des Ponts et Chaussées, il a débuté sa carrière en tant que banquier au sein du groupe BNP Paribas, spécialisé en particulier dans le financement de projets. Il rejoint en 1995 la banque d'affaires JP Morgan, dont il est nommé en 2000 responsable Énergie et Environnement France. En 2004, il rejoint le groupe EDF Energies Nouvelles en tant que Directeur général délégué. En juillet 2006, il est nommé Directeur général de la Société.

Yvon André (60 ans) est Directeur général délégué de la Société depuis 2002. Diplômé de l'Institut Commercial de Nancy et du Centre de Perfectionnement des Affaires (CPA Paris), il a débuté

sa carrière au sein de la Banque Petrofigaz, filiale de BNP Paribas et Gaz de France, où il a occupé diverses positions à la Direction Financière et de l'Exploitation. En 1996, il rejoint en qualité de Directeur général Cogetherm, une filiale d'EDF spécialisée dans le développement de la cogénération. En 2001, il est nommé Directeur général adjoint d'EDEV.

Christophe Geffray (53 ans) est Directeur général délégué Industrie de la Société depuis août 2006. Diplômé de l'école d'ingénieur électricien de Grenoble et en génie nucléaire du Massachusetts Institute of Technology, il a débuté sa carrière par le démarrage des tranches nucléaires de Gravelines avant d'occuper plusieurs postes de direction en centrale électrique, dans le charbon à Pont sur

Sambre, dans le gaz à Dunkerque puis en 2000 comme Directeur du site nucléaire de Gravelines. Son expérience internationale est fondée sur une expatriation de trois ans dans les années 1990 à Atlanta aux États-Unis dans une filiale d'EDF, Framatome et de Westinghouse, puis comme Directeur des Ressources humaines d'EDF International & Gaz de juin 2004 à 2006.

Olivier Paquier (46 ans) est Directeur général délégué Energies Réparties de la Société depuis octobre 2009. Ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA), il a débuté sa carrière en tant qu'adjoint au chef du bureau « extérieur » puis « opérations financières » à la Direction de la Prévision au ministère de

l'Économie et des Finances. Il a ensuite occupé au sein du Trésor la fonction d'attaché financier pour les pays de la Communauté des États Indépendants à Moscou avant de devenir chef du bureau Afrique, Caraïbes, Pacifique-Zone Franc en 1998 puis chef du bureau des entreprises d'assurance en 2001. En 2002, il a été nommé sous-Directeur des Assurances à la Direction du Trésor. Il devient ensuite en 2003 Directeur de la division « Trésorerie de groupe et Financement des filiales » d'EDF puis, en 2005, Directeur de la division « Fusions-Acquisitions et Financements structurés » d'EDF. Il était de 2006 à 2009 représentant permanent d'EDF au Conseil d'administration de la Société.

14.1.4 COMITÉ DE DIRECTION

Le Directeur général a constitué un Comité de direction représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe. Le Comité étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

A la date du présent document de référence, le Comité de direction est composé de M. David Corchia, Directeur général, M. Yvon André,

Directeur général délégué (France et Affaires Nouvelles), M. Christophe Geffray, Directeur général délégué (Industrie), M. Olivier Paquier, Directeur général délégué (Énergies Réparties), Mme Laurence Juin, Directrice générale adjointe en charge de l'Europe du Sud, et M. Philippe Crouzat, Directeur Financier.

14.1.5 RELATIONS AU SEIN DES ORGANES D'ADMINISTRATION

La Société Internationale d'Investissements Financiers, administrateur de la Société, a pour représentant permanent Mme Catherine Mouratoglou, épouse du Président du Conseil d'administration.

Hors de cette circonstance, il n'existe, à la connaissance de la Société, aucun lien familial entre les membres du Conseil d'administration, le Directeur général et les Directeurs généraux délégués du Groupe.

En outre, à la connaissance de la Société, au cours des cinq dernières années : (i) aucune condamnation pour fraude n'a été prononcée à l'encontre d'un membre du Conseil d'administration, du Directeur général ou d'un Directeur général délégué, (ii) aucun des membres

du Conseil d'administration ni le Directeur général ni aucun des Directeurs généraux délégués n'a été associé à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation, (iii) aucune incrimination et/ou sanction publique officielle n'a été prononcée à l'encontre d'un membre du Conseil d'administration, du Directeur général ou d'un Directeur général délégué par des autorités judiciaires ou administratives (y compris des organismes professionnels désignés) et (iv) aucun des membres du Conseil d'administration, ni le Directeur général ni aucun des Directeurs généraux délégués n'a été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

14.2 Conflits d'intérêts au niveau des organes d'administration et de la Direction générale

La Société entretient actuellement des liens opérationnels importants avec EDF, outre le fait qu'EDF soit l'un de ses principaux clients, le Groupe bénéficie en effet de lignes de crédit ainsi que de partenariats avec les entités du groupe EDF, notamment en recherche-développement et en projets (voir le Chapitre 22 du présent document de référence). Par ailleurs, conformément aux stipulations des accords conclus entre EDF et M. Pâris Mouratoglou, le groupe EDF détient 50 % du capital et des droits de vote de la Société et en est donc le principal actionnaire (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

Il ne peut être exclu qu'EDF et ses filiales soient amenés à se retrouver dans une situation où leurs propres intérêts et ceux du Groupe seraient en conflit, y compris lors de décisions relatives à

la réalisation de nouveaux projets ou de décisions relatives aux orientations stratégiques du Groupe.

Par ailleurs, EDEV, filiale à 100 % d'EDF, dispose d'un siège au Conseil d'administration de la Société et MM. Stéphane Tortajada, Thomas Piquemal et Jean-Louis Mathias, administrateurs de la Société, exercent également des fonctions de direction au sein du groupe EDF.

A la connaissance de la Société, à l'exclusion de ce qui est indiqué ci-dessus, il n'existe pas, à la date du présent document de référence, de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs, à l'égard de la Société, des membres du Conseil d'administration, du Directeur général et des Directeurs généraux délégués, et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

15 Rémunération et avantages

15.1 Rémunération et avantages en nature

15.1.1 RÉMUNÉRATION DES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DE LA SOCIÉTÉ

Le tableau ci-dessous détaille le montant de la rémunération versée par la Société aux membres du Conseil d'administration au cours des exercices clos les 31 décembre 2009 et 2010 (à l'exception de celle du Président du Conseil d'administration qui est présentée au paragraphe 15.1.2).

► TABLEAU 3 (RECOMMANDATION AMF) – JETONS DE PRÉSENCE ET AUTRES RÉMUNÉRATIONS PERÇUES PAR LES MANDATAIRES SOCIAUX NON DIRIGEANTS

Nom	Mandat	Jetons de présence 2009	Jetons de présence 2010
Société Internationale d'Investissements Financiers, représentée par Catherine Mouratoglou	Administrateur	Néant	Néant
Pâris Mouratoglou	Président du Conseil d'administration	Néant	Néant
Thomas Piquemal	Administrateur	Néant	Néant
EDEV représentée par Olivier Petros	Administrateur	Néant	Néant
Pierre Richard	Administrateur	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 ⁽¹⁾	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2011 ⁽¹⁾
Élie Cohen	Administrateur	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2010 ⁽¹⁾	15 000 € + 25 000 € versés en janvier 2011 ⁽¹⁾
Stéphane Tortajada	Administrateur	Néant	Néant
Jean Thomazeau	Administrateur	Néant	Néant
Jean-Louis Mathias	Administrateur	Néant	Néant

(1) Montant versé au titre des jetons de présence 2009 et 2010 liés à la participation aux réunions du Conseil d'administration et de ses Comités.

La Société n'a pas versé d'autres rémunérations aux administrateurs susvisés.

Jetons de présence

Le Conseil d'administration a arrêté les principes suivants pour la répartition annuelle des jetons de présence aux seuls administrateurs indépendants pour l'année 2010. Les règles sont comprises dans la limite du montant accordé par l'assemblée générale des actionnaires :

- un montant fixe forfaitaire annuel de 15 000 euros ;

- un montant variable en fonction de la participation de l'administrateur égal à 2 000 euros par réunion de Conseil d'administration ou de Comité du Conseil ;

- attribution en janvier pour la présence au cours de l'année écoulée et en juin pour le montant forfaitaire.

Les rémunérations sont plafonnées à un montant de 40 000 euros pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants.

15.1.2 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX DE LA SOCIÉTÉ

► TABLEAU 1 (RECOMMANDATION AMF) – SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS ET ACTIONS ATTRIBUÉES À CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Nom	Type de rémunération	2009	2010
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	200 004 €	200 004 €
	Valorisation des actions de performance (détaillées au tableau 6)	0	0
	TOTAL	200 004 €	200 004 €
David Corchia Directeur général	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	675 324 €	758 836 €
	Valorisation des actions de performance (détaillées au tableau 6)	127 152 €	370 143 €
	TOTAL	802 476 €	1 128 979 €
Yvon André Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	419 151 €	431 290 €
	Valorisation des actions de performance (détaillées au tableau 6)	69 933,60 €	235 708,60 €
	TOTAL	489 084,60 €	666 998,60 €
Christophe Geffray Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	292 897 €	295 963 €
	Valorisation des actions de performance (détaillées au tableau 6)	69 933,60 €	226 193,60 €
	TOTAL	362 830,60 €	522 156,60 €
Olivier Paquier Directeur général délégué	Rémunérations (détaillée au tableau 2)	73 000 €	273 035 €
	Valorisation des actions de performance (détaillées au tableau 6)	69 933,60 €	142 678,60 €
	TOTAL	142 933,60 €	415 713,60 €

Le tableau suivant détaille le montant de la rémunération versée et les avantages en nature octroyés par la Société et ses filiales aux dirigeants mandataires sociaux au cours des exercices clos les 31 décembre 2009 et 2010.

► TABLEAU 2 (RECOMMANDATION AMF) – RÉCAPITULATIF DES RÉMUNÉRATIONS DE CHAQUE DIRIGEANT MANDATAIRE SOCIAL

Nom	Rémunération brute et avantages en nature 2009		Rémunération brute et avantages en nature 2010	
	Montant dus	Montants versés	Montant dus	Montants versés
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration				
Rémunération fixe	200 004 €	200 004 €	200 004 €	200 004 €
Rémunération variable	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	200 004 €	200 004 €	200 004 €	200 004 €
David Corchia Directeur général				
Rémunération fixe	399 000 €	399 000 €	438 900 €	438 900 €
Rémunération variable	260 000 €	225 000 €	303 000 €	260 000 €
Avantages en nature	16 324 €	16 324 €	16 936 €	16 396 €
TOTAL	675 324 €	640 324 €	758 836 €	715 296 €
Yvon André Directeur général délégué				
Rémunération fixe	279 000 €	279 000 €	290 000 €	290 000 €
Rémunération variable	112 000 €	100 000 €	115 000 €	112 000 €
Avantages en nature	28 151 €	28 151 €	26 290 €	26 290 €
TOTAL	419 151 €	407 151 €	431 290 €	428 290 €
Christophe Geffray ⁽¹⁾ Directeur général délégué				
Rémunération fixe	189 646 €	189 646 €	196 870 €	196 870 €
Rémunération variable	90 000 €	80 000 €	86 000 €	90 000 €
Avantages en nature	13 251 €	13 251 €	13 093 €	13 093 €
TOTAL	292 897 €	282 897 €	295 963 €	299 963 €
Olivier Paquier ⁽²⁾ Directeur général délégué (nommé le 1^{er} octobre 2009)				
Rémunération fixe	50 000 €	50 000 €	190 025 €	190 025 €
Rémunération variable	23 000 €	0	80 000 €	23 000
Avantages en nature	0	0	3 010 €	3 010
TOTAL	73 000 €	50 000 €	273 035 €	216 035 €

(1) Christophe Geffray est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France.

(2) Olivier Paquier est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN depuis le 1^{er} octobre 2009.

Il n'y aucune rémunération exceptionnelle et aucun jeton de présence pour les dirigeants mandataires sociaux.

Les avantages en nature susvisés correspondent à :

- des voitures de fonction ;
- la souscription d'une assurance chômage pour les dirigeants (GSC) au profit de MM. Yvon André et David Corchia ; et
- la constitution d'un capital d'assurance vie au profit de MM. Christophe Geffray et Yvon André.

Pour l'exercice 2010 à verser en 2011, le Conseil d'administration a décidé de fonder la rémunération variable des dirigeants pour une grande partie sur l'atteinte de performances financières et opérationnelles (en termes de capacités de production d'énergie) du groupe EDF Energies Nouvelles au 31 décembre 2010. Ces critères ont été partiellement atteints pour certains et dépassés pour d'autres. En conséquence, au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010, il a été versé en mars 2011 au Directeur général et aux Directeurs généraux délégués les montants suivants : 303 000 euros à M. David Corchia, 115 000 euros à M. Yvon André, 86 000 euros à M. Christophe Geffray et 80 000 euros à M. Olivier Paquier. La part de rémunération variable peut varier jusqu'à 120 % du bonus cible qui s'exprime en pourcentage de la rémunération fixe.

Il est rappelé que le Président du Conseil d'administration ne perçoit aucune rémunération variable.

Pour la rémunération variable concernant l'exercice 2011 à verser en 2012, le Conseil d'administration a défini de nouveaux critères en début d'année 2011.

Par ailleurs, après avis du Comité des nominations et des rémunérations et dans le cadre du renouvellement du mandat du Directeur général, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009 a institué au profit du Directeur général une prime d'intéressement à long terme sur trois ans acquise *pro rata temporis* sous réserve de l'atteinte d'objectifs financiers qui ont été définis par le Conseil pour 2010, 2011 et 2012. Concernant 2010, les critères ont été atteints et un montant de 160 000 euros à verser en 2013 lui est d'ores et déjà acquis.

Il est également rappelé qu'il n'existe aucun régime supplémentaire de retraite pour les dirigeants.

Pour mémoire, M. Christophe Geffray est rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France, filiale à 100 % d'EDF Energies Nouvelles et M. Olivier Paquier est salarié d'EDF Energies Nouvelles et rémunéré à ce titre.

Actions gratuites

Le Conseil d'administration a attribué le 5 novembre 2007 (plan n° 1), dans le cadre du premier plan d'attribution d'actions gratuites, 1 000 actions gratuites à chacun de MM. David Corchia, Yvon André et Christophe Geffray. Les actions ont été acquises définitivement en novembre 2009 (les conditions de présence et de performance ayant été remplies). Elles resteront cependant indisponibles jusqu'en 2011 et 20 % devront être conservés jusqu'à la cessation des fonctions du mandataire concerné. La valorisation unitaire de ces actions dans les comptes consolidés est de 54,97 euros (juste valeur IFRS 2).

Le Conseil d'administration a attribué le 30 octobre 2008 (plan n° 2), dans le cadre du second plan d'attribution d'actions gratuites, 3 000 actions à M. David Corchia, 2 000 actions à M. Yvon André et 1 500 actions à M. Christophe Geffray. Les conditions de performance posées par le Conseil ayant été atteintes et la condition de présence remplie, les actions issues du plan n° 2 ont été acquises définitivement en octobre 2010. Elles resteront cependant indisponibles jusqu'en 2012 et pour 20 % devront être conservées jusqu'à la cessation des fonctions du mandataire. La valorisation unitaire de ces actions dans les comptes consolidés est de 19,03 euros (juste valeur IFRS 2).

Le Conseil d'administration a attribué le 12 novembre 2009 (plan n° 4) 2 200 actions gratuites à chacun des quatre Directeurs généraux délégués et 4 000 à M. David Corchia. Les actions issues du plan n° 4 pourront être acquises à l'issue d'une période de deux ans sous réserve de la présence du bénéficiaire au sein du Groupe et pour 100 % des actions sous réserve de l'atteinte par le Groupe en 2010 et 2011 d'objectifs opérationnels quantitatifs. La valorisation unitaire de ces actions dans les comptes consolidés est de 31,788 euros (juste valeur IFRS 2).

Par ailleurs, dans le cadre du plan d'attribution d'actions à l'ensemble des salariés (plan n° 3 et plan n° 5, décrits au paragraphe 17.1.4 du présent document de référence), ils ont bénéficié chacun de l'attribution de 60 actions au titre du plan n° 3 (2008) et de l'attribution de 60 actions au titre du plan n° 5 (2009) sous les mêmes conditions de présence et de performance que les autres salariés.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans n° 1, 2, 3 susvisés devront être conservées au minimum pendant deux ans et 20 % des actions acquises devront être conservées par les mandataires jusqu'à la cessation de leurs fonctions.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans 2009 (plans n° 4 et 5 susvisés) devront être conservées au minimum pendant deux ans et les Directeurs généraux délégués et le Directeur général devront respectivement conserver 25 % et 30 % des actions acquises jusqu'à la cessation de leurs fonctions.

La valeur unitaire des actions est basée sur le cours de Bourse de l'action à la date du Conseil d'administration ayant attribué lesdites actions.

En 2010, le Conseil d'administration, agissant dans le cadre de l'autorisation conférée par la 25^e résolution de l'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010, a adopté le 10 novembre un plan d'attribution d'actions gratuites aux collaborateurs clés en France incluant les dirigeants mandataires sociaux (plan n° 6). Le tableau ci-après indique les attributions dont ont bénéficié les dirigeants mandataires sociaux.

Mandataire	N° et date du plan	Nombre d'actions	Valorisation (norme IFRS 2)	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
David Corchia	Plan n° 6 10/11/2010	4 500	130 941 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100 %
Yvon André	Plan n° 6 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100 %
Christophe Geffray	Plan n° 6 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100 %
Olivier Paquier	Plan n° 6 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	13/11/2014	Oui pour 100 %

Dans le cadre du plan n° 6, les actions pourront être acquises à l'issue d'une période de deux ans sous réserve de la présence du bénéficiaire au sein du Groupe et pour 100 % des actions sous réserve de l'atteinte par le Groupe en 2011 et 2012 d'objectifs opérationnels quantitatifs.

Par ailleurs, dans le cadre du plan d'attribution d'actions à l'ensemble des salariés, ils ont bénéficié chacun de l'attribution de 75 actions supplémentaires sous les mêmes conditions de présence et de performance que les autres salariés.

L'ensemble des actions définitivement acquises au titre des plans 2010 susvisés devront être conservées au minimum pendant deux ans et 25 % des actions acquises devront être conservées par les Directeurs généraux délégués jusqu'à la cessation de leurs fonctions et 30 % pour le Directeur général.

Il a été attribué en 2010 aux 10 salariés EDF Energies Nouvelles non mandataires sociaux et dont le nombre d'actions attribuées gratuitement est le plus élevé un total de 15 200 actions gratuites, soit une valeur de 442 289,60 euros (juste valeur utilisée pour les comptes consolidés du groupe EDF Energies Nouvelles).

Les modalités de ces attributions sont détaillées dans le tableau ci après :

► TABLEAU 6 (RECOMMANDATION AMF) – ACTIONS DE PERFORMANCE

Mandataire	N° et date du plan	Nombre	Valorisation (norme IFRS 2)	Date d'acquisition	Nombre d'actions effectivement acquise	Date de disponibilité	Conditions de performance
David Corchia	Plan n° 1, 5/11/2007	1 000	54 970 €	5/11/2009	1 000	6/11/2011	Oui pour 50 %
	Plan n° 2, 30/10/2008	3 000	57 090 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4, 12/11/2009	4 000	127 152 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	Plan n° 6, 10/11/2010	4 500	130 941 €	12/11/2012	-	13/11/2014	Oui pour 100 %
	TOTAL	12 500	370 143 €	-	1 000	-	-
Yvon André	Plan n° 1, 5/11/2007	1 000	54 970 €	5/11/2009	1 000	6/11/2011	Oui pour 50 %
	Plan n° 2, 30/10/2008	2 000	38 060 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4, 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	Plan n° 6, 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	-	13/11/2014	Oui pour 100 %
	TOTAL	7 700	235 708,6 €	-	1 000	-	-
Christophe Geffray	Plan n° 1, 5/11/2007	1 000	54 970 €	5/11/2009	1 000	6/11/2011	Oui pour 50 %
	Plan n° 2, 30/10/2008	1 500	28 545 €	30/10/2010	-	31/10/2012	Oui pour 50 %
	Plan n° 4, 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	Plan n° 6, 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	-	13/11/2014	Oui pour 100 %
	TOTAL	7 200	226 193,6 €	-	1 000	-	-
Olivier Paquier	Plan n° 4, 12/11/2009	2 200	69 933,60 €	12/11/2011	-	13/11/2013	Oui pour 100 %
	Plan n° 6, 10/11/2010	2 500	72 745 €	12/11/2012	-	13/11/2014	Oui pour 100 %
	TOTAL	4 700	142 678,6 €	-	-	-	-

► **TABLEAU 7 (RECOMMANDATION AMF) – ACTIONS DE PERFORMANCE DEVENUES DISPONIBLES AU COURS DE L'EXERCICE**

Néant.

Le tableau ci-dessous détaille l'existence pour chaque dirigeant mandataire social d'un contrat de travail, d'une retraite complémentaire, d'indemnités de départ ou liées à une clause de non-concurrence :

► **TABLEAU 10 (RECOMMANDATION AMF) – CONTRAT DE TRAVAIL ET RETRAITES**

Dirigeants mandataires sociaux	Contrat de travail		Régime de retraite supplémentaire		Indemnités de départ		Indemnités relatives à une clause de non-concurrence	
	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non	Oui	Non
Pâris Mouratoglou Président du Conseil d'administration		X		X		X		X
David Corchia Directeur général		X*		X	X			X
Yvon André Directeur général délégué	X			X	X			X
Christophe Geffray Directeur général délégué	X			X		X		X
Olivier Paquier Directeur général délégué	X			X		X		X

* Conformément aux Recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008, M. David Corchia, Directeur général de la Société, a renoncé à son contrat de travail au 31 décembre 2009.

Les modalités de mise en œuvre des recommandations AFEP-MEDEF d'octobre 2008 relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux sont détaillées au paragraphe 16.4 du présent document de référence.

15.1.3 ENGAGEMENTS DE TOUTE NATURE PRIS AU BÉNÉFICE DU DIRECTEUR GÉNÉRAL ET DES DIRECTEURS GÉNÉRAUX DÉLÉGUÉS VISÉS A L'ARTICLE L. 225-102-1 ALINÉA 3 DU CODE DE COMMERCE

Engagement pris au bénéfice de M. David Corchia, Directeur général

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le Conseil d'administration, lors de sa réunion du 22 septembre 2009, a décidé d'octroyer une indemnité de départ à M. David Corchia en cas de départ contraint (révocation, non-renouvellement, demande de démission) dans le cadre du renouvellement de son mandat, soit à compter du 1^{er} janvier 2010.

Le montant de cette indemnité, soumise à des conditions de performances, est fixé à vingt-quatre mois de rémunération globale.

Cette convention a été approuvée par l'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010.

Engagement pris au bénéfice de M. Yvon André Directeur général délégué (France)

A l'occasion du renouvellement de son mandat de Directeur général délégué, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009 a autorisé l'actualisation des conditions de performances auxquelles est soumise l'indemnité de départ dont bénéficie M. Yvon André

dans le cadre de son contrat de travail, en cas de licenciement, hors cas de faute grave ou lourde.

Le montant de cette indemnité reste fixé à vingt et un mois de rémunération globale.

Cette convention a été approuvée par l'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010.

Indemnité de départ versée à M. Michel Trousseau

Le Conseil d'administration a demandé en avril 2010 à Monsieur Michel Trousseau, ancien Directeur général délégué d'EDF Energies Nouvelles, de quitter ses fonctions. Conformément à la décision du Conseil d'administration approuvée par l'assemblée générale des actionnaires de 2010, il a perçu une indemnité d'un montant de 222 500 euros correspondant à 9 mois de rémunération globale.

Conformément à la réglementation, ces engagements font l'objet d'une publication sur le site Internet de la Société dans la rubrique informations réglementées.

15.2 Sommes provisionnées par la Société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages au profit des dirigeants

Le montant total des sommes provisionnées par la Société ou ses filiales aux fins de versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages au profit des dirigeants est de 37 000 euros au 31 décembre 2010. Aucun des mandataires sociaux ne bénéficie d'un régime de retraite spécifique.

16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction

16.1 Mandats des membres des organes d'administration et de direction

Les informations détaillées sur les mandats des dirigeants de la Société figurent au paragraphe 14.1 du présent document de référence.

16.2 Informations sur les contrats de service liant des membres des organes d'administration et de direction à la Société

Il n'existe pas, à la connaissance de la Société, de contrats de service liant les membres du Conseil d'administration, le Directeur général ou les Directeurs généraux délégués de la Société ou à l'une quelconque de ses filiales prévoyant l'octroi d'avantages aux termes d'un tel contrat.

16.3 Comités du Conseil d'administration

Conformément aux stipulations de l'article 16 des statuts, le Conseil d'administration a institué trois Comités chargés de l'assister dans ses travaux : un Comité d'audit, un Comité des nominations et des rémunérations et un Comité de la stratégie.

Chaque Comité rend compte de ses missions au Conseil d'administration.

Les Comités ont un rôle strictement consultatif. Le Conseil d'administration apprécie souverainement les suites qu'il entend donner aux conclusions présentées par les Comités. Chaque administrateur reste libre de voter comme il l'entend sans être tenu par les études, investigations ou rapports des Comités ni leurs éventuelles recommandations.

Pourront être nommés en qualité de membres de chacun des Comités, les administrateurs personnes physiques ou représentants permanents des administrateurs personnes morales. Les membres sont désignés à titre personnel et ne peuvent pas se faire représenter. Le Président de chaque Comité est désigné par le Conseil d'administration.

La composition des Comités peut être modifiée à tout moment par le Conseil d'administration.

Les Comités peuvent se faire assister, à leur demande, par des consultants externes lorsqu'ils l'estiment nécessaire au bon déroulement de leurs travaux.

COMITÉ D'AUDIT ET DES RISQUES

Le Comité d'audit et des risques est composé de trois membres au moins, dont au moins un administrateur indépendant, désignés pour la durée de leur mandat d'administrateur.

Ne peuvent être membres du Comité d'audit et des risques les personnes exerçant des fonctions salariées au sein de l'entreprise ou de l'une de ses filiales.

Les membres du Comité d'audit et des risques doivent posséder les compétences financières et/ou comptables nécessaires à l'exercice de leurs fonctions.

Le Comité d'audit et des risques aide le Conseil d'administration à veiller à l'exactitude et à la sincérité des comptes sociaux de la Société et des comptes consolidés du Groupe et à la qualité du contrôle interne et de l'information délivrée aux actionnaires et au marché. Il assure le suivi des questions relatives à l'élaboration et au contrôle des informations comptables et financières.

Il reçoit tout particulièrement comme missions du Conseil d'administration :

► en matière d'examen des comptes :

- de procéder à l'examen préalable des projets de comptes sociaux et consolidés, annuels et semestriels, afin de vérifier les conditions de leur établissement et de s'assurer de la pertinence et de la permanence des principes et des règles comptables adoptés,
- de procéder à l'examen des risques, des litiges et des engagements hors-bilan significatifs,
- de s'assurer du traitement adéquat des opérations significatives au niveau du Groupe,
- de prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de la trésorerie et des engagements significatifs de la Société et du Groupe ;

► en matière de contrôle interne :

- d'assurer le suivi de l'efficacité et de la qualité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, afin principalement de s'assurer qu'ils concourent à ce que les comptes sociaux et consolidés reflètent avec exactitude et sincérité la réalité de la Société et du Groupe, et soient conformes aux normes comptables,
- d'assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière, et
- de veiller à la pertinence et à la qualité de la communication financière au sein de la Société ;

► en matière de contrôle externe :

Le Comité d'audit et des risques est chargé du suivi du contrôle légal des comptes sociaux et consolidés. Il a notamment pour tâche essentielle de garantir l'indépendance et l'objectivité des commissaires aux comptes :

- en pilotant la procédure de sélection des commissaires aux comptes et en examinant les questions relatives à la nomination, au renouvellement ou à la révocation des commissaires aux comptes de la Société et en émettant, à destination du Conseil, une recommandation sur les commissaires aux comptes proposés à la désignation par l'assemblée générale, et

- par un examen du montant et du détail des rémunérations qui sont versées par le Groupe, aux commissaires aux comptes et au réseau auquel ils peuvent appartenir ; à ce titre, le Comité doit se faire communiquer les honoraires versés par la Société et son Groupe et s'assurer que leur montant, ou la part qu'ils représentent dans le chiffre d'affaires du cabinet et du réseau, ne sont pas de nature à porter atteinte à l'indépendance des commissaires aux comptes.

En outre, le Comité d'audit et des risques examine toute question relevant de sa compétence que lui soumettrait, pour avis, le Conseil d'administration.

Pour l'accomplissement de ses missions, le Comité, s'il le souhaite, entend les commissaires aux comptes, hors la présence des mandataires sociaux, des administrateurs non membres du Comité, et des membres de la Direction Financière. Il entend également hors la présence des mandataires sociaux, les salariés de la Société responsables de l'établissement des comptes et du contrôle interne, y compris les Directeurs Financiers et Comptables.

Le Comité doit pouvoir recourir à des experts extérieurs en tant que de besoin.

Le Comité dispose d'un délai suffisant en vue de l'examen des comptes de la Société. La présence des commissaires aux comptes aux réunions du Comité d'audit et des risques examinant les comptes de la Société est nécessaire.

Plus précisément, s'agissant des procédures de contrôle financier et des procédures de contrôle interne de collecte et contrôle des informations, le Comité vérifie qu'elles sont définies et qu'elles garantissent la fiabilité et la sincérité des informations financières. Il veille à leur évaluation et, le cas échéant, à leur amélioration régulière.

Les comptes-rendus d'activité au Conseil doivent permettre à ce dernier d'être pleinement informé des recommandations et conclusions de ses travaux. Il doit informer sans délai le Conseil d'administration de toute difficulté rencontrée dans l'exercice de ses fonctions.

Pour l'ensemble de ses missions, le Comité présente ses conclusions, recommandations, propositions ou avis au Conseil à qui il revient de décider.

Il est également chargé de relire le rapport du Président sur le fonctionnement du Conseil et sur le contrôle interne exigé par la loi.

Le Conseil d'administration a officiellement désigné le Comité d'audit et des risques comme le Comité visé à l'article L 823-2-19 du Code de commerce et a par ailleurs désigné le membre du Comité présentant des compétences particulières en matière financière ou comptable et qualifié d'indépendant au sens du règlement intérieur de la Société.

Au 31 décembre 2010, le Comité d'audit et des risques était composé de M. Élie Cohen, Président du Comité et administrateur indépendant, M. Jean Thomazeau et M. Thomas Piquemal, représentant permanent d'EDF.

L'activité du Comité d'audit et des risques au cours de l'exercice 2010 est présentée au paragraphe 1.2.1 du rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence.

COMITÉ DES NOMINATIONS ET DES RÉMUNÉRATIONS

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de trois membres au moins, dont au moins un administrateur indépendant, désignés pour la durée de leur mandat d'administrateur. Le Président du Conseil d'administration est membre de ce Comité.

(i) MISSIONS RELATIVES AUX NOMINATIONS

Le Comité des nominations et des rémunérations a pour missions :

- d'examiner et de formuler des propositions au Conseil d'administration concernant les candidats aux fonctions de membres du Conseil d'administration, de Directeur général, de Directeur général délégué, de Président du Conseil d'administration, de membres et de Président du Comité d'audit et des risques et du Comité de la stratégie ; à cette fin, il doit évaluer les compétences, les connaissances et l'expérience requises, décrire les missions et apprécier le temps à consacrer à l'exercice de la fonction ;
- d'étudier les propositions soumises par les parties intéressées, y compris par la Direction et par les actionnaires ;
- d'évaluer périodiquement le bon fonctionnement du Conseil d'administration ; et
- d'examiner chaque année, au cas par cas, la situation de chaque administrateur au regard des critères d'indépendance énoncés dans le présent règlement intérieur.

(ii) MISSIONS RELATIVES AUX RÉMUNÉRATIONS

Le Comité des nominations et des rémunérations a pour missions :

- de se prononcer sur tous les modes de rémunération, y compris les avantages en nature, de prévoyance ou de retraite, reçus de toute société du Groupe ou société affiliée ;
- de formuler des propositions au Conseil d'administration sur la rémunération du Directeur général et des Directeurs généraux délégués, et notamment sur la détermination de la part variable de la rémunération ;
- de formuler des propositions au Conseil d'administration sur la rémunération du Président, celui-ci ne participant pas aux débats du Comité sur ce sujet ;
- d'émettre un avis sur les propositions de la Direction générale en matière de rémunération des cadres dirigeants (en ce compris les

membres du Comité de direction de la Société, ainsi que tous les salariés dont la rémunération dépasse 150 000 euros sur la zone Europe et 200 000 dollars américains sur la zone États-Unis) ;

- de veiller à ce que la Société respecte ses obligations en matière de transparence des rémunérations ; à ce titre, il prépare à l'attention du Conseil d'administration, un rapport annuel sur les rémunérations visées à l'article L. 225-102-1, alinéa 1^{er}, destiné à être inséré dans le rapport annuel.

En ce qui concerne la rémunération des administrateurs, le Comité des nominations et des rémunérations :

- formule des propositions sur la répartition des jetons de présence ;
- formule des propositions sur les éventuelles rémunérations allouées à des administrateurs s'étant vu confier des missions exceptionnelles.

En ce qui concerne les plans d'options de souscription ou d'achat d'actions et toutes autres formes de rémunérations en actions, notamment l'attribution d'actions gratuites ou de rémunérations indexées ou liées à des actions, le Comité des nominations et des rémunérations a pour mission :

- de débattre de la politique générale régissant le bénéfice de tels systèmes et de soumettre d'éventuelles propositions à ce sujet au Conseil d'administration ;
- de s'assurer que les informations soient données à ce sujet dans le rapport annuel et lors de l'assemblée générale des actionnaires ;
- de soumettre des propositions au Conseil d'administration concernant le choix à opérer entre les formules autorisées par la loi et indiquer les raisons de ce choix, ainsi que ses conséquences.

Au 31 décembre 2010, le Comité des nominations et des rémunérations est composé de M. Pierre Richard, Président du Comité et administrateur indépendant, M. Olivier Petros, représentant permanent d'EDEV (qui a remplacé M. Pierre Lederer à partir de mai 2010), et M. Pâris Mouratoglou.

L'activité du Comité des nominations et des rémunérations au cours de l'exercice 2010 est présentée au paragraphe 1.2.2 du rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence.

COMITÉ DE LA STRATÉGIE

Le Comité de la stratégie est composé de trois membres au moins, dont au moins un administrateur indépendant, désignés pour la durée de leur mandat d'administrateur.

Le Comité de la stratégie a pour mission d'assister le Conseil d'administration dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie du Groupe et des opérations d'investissement mentionnées à l'article 9.1 du règlement intérieur. Il l'assiste dans la mise en œuvre

de cette stratégie et l'aide à déterminer et à maintenir sa politique d'investissement, notamment en :

- examinant la stratégie d'investissement du Groupe, et formulant des propositions au Conseil d'administration sur les orientations stratégiques du Groupe dans le cadre de son projet d'entreprise ou sur les orientations stratégiques de plus long terme ;
- procédant à toute étude ou toute mission appropriée ;

- se saisissant de toute opération ou de tout fait ou événement pouvant avoir une incidence significative sur la stratégie et les investissements du Groupe.

Au 31 décembre 2010, le Comité de la stratégie est composé de M. Élie Cohen, Président du Comité et administrateur indépendant, M. Olivier Petros, représentant permanent d'EDEV (en remplacement de M. Pierre Lederer à compter de mai 2010), M. Daniel Camus (en remplacement de M. Jean-Louis Mathias d'avril à décembre 2010), M. Pâris Mouratoglou et M. Jean Thomazeau.

Le Comité de la stratégie a pour mission d'assister le Conseil d'administration dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie du Groupe et des opérations d'investissement.

L'activité du Comité de la stratégie au cours de l'exercice 2010 est présentée au paragraphe 1.2.3 du rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence.

16.4 Gouvernement d'entreprise

RECOMMANDATIONS DU CODE AFEP-MEDEF

Lors de son introduction en Bourse en 2006, la Société avait fait le choix, dans un souci de transparence et d'information du public, de mettre en œuvre les recommandations du Code AFEP-MEDEF de 2003 en matière de gouvernement d'entreprise, sous réserve des stipulations particulières du pacte d'actionnaires conclu en 2006 entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou. La Société a notamment ainsi mis en place trois Comités du Conseil d'administration (audit, nominations et rémunérations, stratégie) et deux administrateurs indépendants ont été désignés au Conseil d'administration.

Le 6 octobre 2008, le Code AFEP-MEDEF a été modifié afin de prendre en compte diverses recommandations relatives à la rémunération des dirigeants mandataires sociaux de sociétés cotées. Ce Code, tel que modifié, est disponible sur le site Internet du MEDEF (www.medef.fr).

Le Code AFEP-MEDEF, tel que modifié en 2008, est le Code de gouvernement d'entreprise auquel réfère EDF Energies Nouvelles, sous réserve des stipulations du nouveau pacte d'actionnaires conclu entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou le 11 octobre 2010 (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

CONTRÔLE ET ÉVALUATION DU FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Les modalités de contrôle et d'évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration sont détaillées au paragraphe 1.1.3 du rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence.

RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le règlement intérieur du Conseil d'administration, adopté par celui-ci lors de sa séance du 18 juillet 2006 et modifié lors de ses séances des 25 avril 2007, 19 mars 2009 et 2 juillet 2009, vise à assurer la

transparence du fonctionnement du Conseil d'administration. Ses principales dispositions sont résumées au paragraphe 21.2.2 du présent document de référence.

RAPPORT SUR LE CONTRÔLE INTERNE

Le Président du Conseil d'administration de la Société a établi un rapport sur le contrôle interne dans les conditions de l'article L. 225-37 du Code de commerce et les commissaires aux comptes ont émis un rapport sur le rapport précité ; ces deux rapports figurent respectivement en annexes 1 et 2 du présent document de référence.

RÈGLEMENT VISANT A PRÉVENIR LE RISQUE D'OPÉRATIONS D'INITIÉS

Dans le cadre de son introduction en Bourse, la Société a adopté en 2006 un règlement destiné à prévenir le risque d'opérations d'initiés au sein du Groupe, visant à faire respecter les principes et règles en vigueur ainsi que les recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation d'informations privilégiées.

A cet effet, le Groupe a notamment décidé de fixer des périodes d'interdiction pendant lesquelles les personnes appartenant à un groupe dit « sensible » (constitué notamment des mandataires sociaux, membres de Comités, des salariés travaillant pour la Direction ainsi que les personnes qui leur sont étroitement liées au sens de l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier) ne sont pas autorisées à acheter, à vendre ou à réaliser des opérations sur les titres EDF Energies Nouvelles.

17 Salariés

17.1 Informations sociales

17.1.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES

(A) Effectifs du Groupe

Le tableau ci-dessous présente l'évolution des effectifs du Groupe ⁽¹⁾ répartis par zone géographique :

	31/12/2009	31/12/2010
Groupe EDF Energies Nouvelles		
Allemagne	3	176
Bulgarie	76	90
Portugal	29	30
France	329	429
Grèce	38	43
Espagne	35	53
Italie	15	45
Belgique	19	31
Royaume-Uni	17	18
Turquie	31	27
États-Unis	604	668
Canada	20	45
Mexique	-	10
TOTAL EDF ENERGIES NOUVELLES (HORS EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES)	1 215	1 665
EDF Energies Nouvelles Réparties		
EDF ENR	10	21
EDF ENR Solaire	314	408
Tenesol (50 %)	495	537
Supra	373	388
Ribo	32	25
EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES	1 224	1 379
TOTAL GROUPE EDF ENERGIES NOUVELLES	2 439	3 043

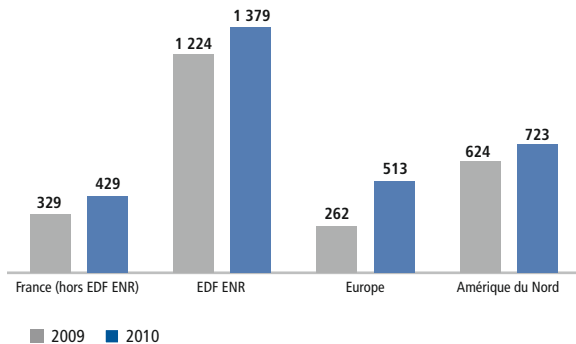
(1) Les effectifs du Groupe comprennent les salariés des sociétés entrant dans le périmètre de consolidation et sont comptabilisés selon les mêmes critères.

Au 31 décembre 2010, le Groupe compte 3 043 salariés contre 2 439 salariés au 31 décembre 2009, soit une progression de 25 %.

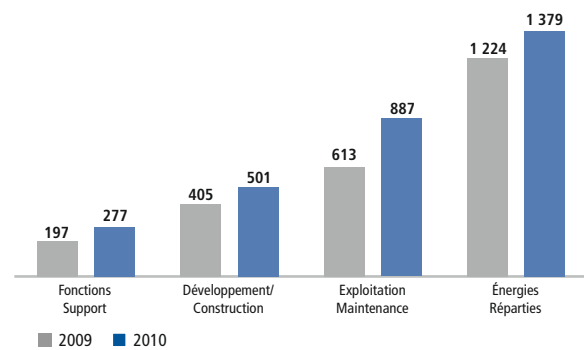
La croissance des effectifs se poursuit en 2010 en France et à l'international ; le Groupe poursuit ainsi sa structuration et renforce ses compétences pour développer, réaliser, assurer l'exploitation et la maintenance des actifs, ainsi que pour commercialiser des offres permettant aux particuliers de devenir producteurs d'électricité, notamment grâce à l'installation de panneaux solaires sur les toitures.

En Allemagne, la croissance importante des effectifs est liée à la consolidation en intégration globale de REETEC, EDF Energies Nouvelles ayant porté à 72 % sa participation dans cette société au cours du premier semestre 2010. En 2009, REETEC était consolidé en mise en équivalence. Au 31 décembre 2010, REETEC compte 173 salariés.

(B) Répartition géographique des effectifs



(C) Répartition des effectifs par métiers

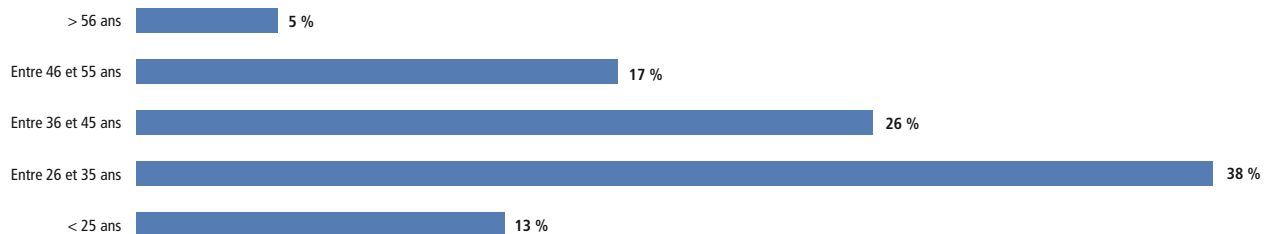


(D) Principaux indicateurs de données sociales

	France (hors EDF ENR)	EDF ENR	Europe	Amérique du Nord	TOTAL Groupe
Effectifs					
Effectifs fin de période	429	1 379	513	723	3 043
Nombre de cadres	323	320	144	109	896
% de cadres	75 %	23 %	28 %	15 %	29 %
Nombre de non-cadres	105	1 059	369	614	2 147
% de non-cadres	25 %	77 %	72 %	85 %	71 %
Nombre de CDI	402	1 209	425	723	2 758
% de CDI	94 %	88 %	83 %	100 %	91 %
Nombre de CDD	27	170	88	0	285
% de CDD	6 %	12 %	17 %	0 %	9 %
Nombre d'intérimaires	9	104	0	0	113
% de salariés à temps partiel	4,6 %	2 %	2 %	1 %	2 %
Nombre d'hommes	268	1 025	419	577	2 288
% d'hommes/effectif global	62 %	74 %	82 %	80 %	75 %
Nombre de femmes	161	354	94	146	755
% de femmes/effectif global	38 %	26 %	18 %	20 %	25 %
Nombre d'hommes cadres	205	246	112	87	650
% d'hommes cadres/total hommes	77 %	24 %	27 %	15 %	28 %
% d'hommes cadres/total cadres	63 %	77 %	78 %	80 %	73 %
Nombre de femmes cadres	119	74	31	22	246
% de femmes cadres/total femmes	74 %	21 %	33 %	15 %	33 %
% de femmes cadres/total cadres	37 %	23 %	22 %	20 %	27 %
Nombre de salariés handicapés	0	16	0	0	16
% de salariés handicapés	0 %	1 %	0 %	0 %	0,5 %
Santé et sécurité					
Nombre accidents du travail avec 1 jr ou plus d'arrêt	4	46	22	16	88
Nombre d'accidents du travail mortel	0	1	0	0	1

	France (hors EDF ENR)	EDF ENR	Europe	Amérique du Nord	TOTAL Groupe
Formation					
Ratio dépenses de formation sur masse salariale	1,00 %	1,25 %	1,75 %	5,0 %	2,3 %
Nombre d'heures de formation	4 003	14 661	6 002	17 410	42 076
Nombre de salariés formés	225	998	234	531	1 988
% de salariés formés	52 %	72 %	46 %	73 %	65 %
Insertion et formation des jeunes					
Nombre d'apprentis et contrats d'apprentissage	5,5	22	na	na	28
Nombre de stagiaires	53	37	7	0	97
Emploi					
Recrutements	140	524	131	217	1 012
Autres Arrivées	15	13	185	0	213
TOTAL ARRIVÉES	155	537	316	217	1 225
Départs en retraite	0	3	0	0	3
Démissions	19	80	38	104	240
Licenciements	0	67	11	14	92
Autres départs	31	233	22	0	286
TOTAL DÉPARTS	50	383	71	118	621

(E) Pyramide des âges au 31 décembre 2010



Les charges de personnel du Groupe ont représenté au cours de l'exercice 2010 un montant total de plus de 183 millions d'euros.

17.1.2 LE GROUPE EN FRANCE (HORS EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES)

Effectifs

En France, le Groupe (hors EDF Energies Nouvelles Réparties) compte 429 collaborateurs au 31 décembre 2010, soit une progression de 30 % par rapport au 31 décembre 2009.

La croissance est portée par des équipes jeunes (65 % des salariés ont moins de 35 ans) hautement qualifiées, issues principalement d'écoles d'ingénieurs, d'écoles de commerce et de grandes universités. Ainsi EDF Energies Nouvelles participe activement au recrutement de jeunes cadres diplômés en France. 77 % des salariés ont le statut de cadre.

Métiers – Recrutements

En France, les recrutements se sont principalement déroulés au cours du premier semestre. Les équipes ont poursuivi leur organisation afin de pouvoir répondre aux enjeux du Groupe, notamment dans la filière photovoltaïque.

EDF Energies Nouvelles a ainsi embauché en France plus de 120 personnes dans les métiers suivants :

- Développement/Construction de projets : les équipes se sont étoffées (+ 34 %) pour poursuivre la croissance de l'activité du Groupe dans l'éolien ainsi que dans le solaire photovoltaïque au sol et intégré au bâti. Elles ont développé un réel savoir-faire au niveau des études techniques et financières, de l'analyse des

aspects environnementaux, du potentiel éolien/solaire, de la négociation des contrats de vente d'électricité, du montage des projets de construction et de suivi de chantier éoliens et solaires (au sol et intégré au bâti).

- Les fonctions support : elles se sont renforcées (+ 27 %) pour accompagner les opérationnels et la croissance du Groupe en France et à l'international.
- Exploitation et maintenance des actifs : les équipes se sont renforcées (+ 25 %). Les recrutements concernent :
 - des techniciens dont les compétences sont axées sur des activités opérationnelles de terrain. La maintenance et l'entretien des centrales offrent, au sein du Groupe, d'importantes perspectives de recrutement d'une main-d'œuvre locale ; en 2010, trois nouveaux centres régionaux de maintenance ont été ouverts,
 - des profils d'ingénieurs capables de gérer les installations en production avec un objectif d'amélioration de la performance et d'optimisation du fonctionnement des centrales, tout en restant garant de la fiabilité des installations et du suivi de production.

Les équipes Exploitation et Maintenance ont créé un réseau avec l'ensemble des entités Exploitation et Maintenance du Groupe (enXco, REETEC, EDF ENR Solaire...) visant à partager les savoir-faire, les retours d'expérience et à renforcer les liens entre les sociétés du Groupe. Des programmes d'échanges ont ainsi eu lieu entre techniciens français et américains.

Enfin, la Société Colsun, dont les activités sont principalement centrées sur la construction de centrales solaires au sol et la réalisation du lot électrique pour les projets de toitures photovoltaïques, a également renforcé ses équipes en recrutant des techniciens et des conducteurs de travaux.

Au 31 décembre 2010, la Société comptait 35 salariés (*les effectifs sont comptabilisés à 50 % selon les critères consolidation du Groupe*).

Sécurité

La démarche Hygiène Sécurité Environnement (HSE) au sein des sociétés françaises se poursuit, centrée sur deux préoccupations :

- la garantie de la sécurité des salariés exposés au risque électrique, au travail en hauteur (éoliennes, toitures), et intervenant sur des chantiers ou des installations de production (espace confiné, consignation, produits chimiques...). Tous les salariés concernés reçoivent une formation sur les sujets de sécurité (sauveteur-secouriste du travail, habilitation électrique, travail en hauteur...);

- le respect de l'environnement, en veillant à limiter l'impact des activités sur l'environnement.

Les équipes Exploitation et Maintenance assurent des études d'impact sécurité et environnementales sur les actifs en exploitation, un contrôle permanent des écarts HSE par rapport aux standards établis, un contrôle des plans de prévention des intervenants et un suivi des risques majeurs.

Formation

La formation au sein des sociétés françaises du Groupe se développe autour de trois objectifs :

- la sécurité : en France, le Groupe a mis l'accent sur les programmes de formation en matière de sécurité en organisant des formations sur les thématiques suivantes : habilitations électriques, travaux en hauteur, techniques de secours et d'évacuation d'une victime travaillant sur une éolienne ainsi que des formations donnant les autorisations de conduite des nacelles et des chariots élévateurs pour travailler sur les toitures. En 2010, toutes les équipes techniques ont été formées de manière à assurer leur sécurité sur les sites ;
- la sensibilisation environnementale (bruit, aspects visuels, gestion de chantier...) avec des actions qui s'inscrivent dans le système de management environnemental ;
- le perfectionnement et l'acquisition de nouvelles connaissances dans des métiers innovants et sur des problématiques nouvelles (*l'offshore*, les solutions techniques de systèmes photovoltaïques intégrées au bâti).

Outre les actions de formations réalisées en externe, le Groupe a développé des programmes de formations internes : une trentaine de journées ont été organisées permettant un échange sur les bonnes pratiques, un partage des savoir-faire et des connaissances autour des experts du Groupe.

Par ailleurs, le centre d'Exploitation et Maintenance de Colombiers a ouvert, en mai 2010, son centre de formation dédié aux métiers de l'Exploitation et Maintenance et a lancé un programme de formation élaboré en partenariat avec enXco et REETEC pour les personnels européens d'Exploitation et de Maintenance. Cette formation doit permettre au Groupe de déployer, en Europe, l'activité Exploitation-Maintenance en donnant à tous les acteurs du groupe EDF Energies Nouvelles une culture commune et une maîtrise des risques liées à l'intervention sur les sites.

17.1.3 EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES

En 2010, le Groupe a continué de renforcer sa présence dans le domaine des énergies renouvelables réparties. Cette activité a contribué au cours des deux dernières années à la création de plusieurs centaines d'emplois.

L'effectif de la société EDF Energies Nouvelles Réparties SA est de 21 salariés.

Les sociétés EDF ENR Solaire, Tenesol, Supra, Ribo portent l'essentiel des effectifs de cette branche d'activité.

La croissance des effectifs d'EDF Energies Nouvelles Réparties a été importante dans l'activité d'Installations de systèmes photovoltaïques pour les particuliers et les petites toitures industrielles (EDF ENR solaire) ainsi que dans la vente de modules et systèmes solaires par le groupe Tenesol en Europe. En revanche, les activités de Ventes de pompes à chaleur (Ribo) et d'appareils à chauffage à bois (Supra), qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont souffert de la conjoncture économique et des réductions/suppressions de crédit d'impôts.

- Les effectifs de la société EDF ENR Solaire ont progressé de 30 % en 2010, soit un total de 408 salariés, au 31 décembre 2010, répartis dans les différentes régions françaises. EDF ENR Solaire a recruté 181 nouveaux salariés (dont 75 VRP).

En 2010, l'accent a été porté sur la sécurité (la moitié du plan de formation a été dédiée à cet axe). Plusieurs actions ont été entreprises dans le but d'une part de sensibiliser les techniciens aux risques électriques et au travail en hauteur, et d'autre part de mieux maîtriser le risque amiante sur les chantiers ainsi que le risque routier pour les équipes commerciales.

- Tenesol, consolidée à 50 % par le Groupe, est investi dans plusieurs métiers intégrant l'ensemble de la chaîne de valeurs de la filière photovoltaïque. La Société compte 1 073 salariés au 31 décembre 2010 (comprenant les filiales de Tenesol entrant dans le périmètre de sa propre consolidation).

En 2010, Tenesol SA a poursuivi une politique de recrutement, principalement dans les métiers suivants :

- commerce, projets et travaux, afin d'accompagner la croissance de l'activité,
- management intermédiaire et fonctions support (RH, Finance, Achats, etc.), afin de structurer la société.

Ces recrutements ont concerné la France, afin de consolider sa forte croissance des dernières années, ainsi que les filiales Export et Europe.

Les formations sur la sécurité tiennent une place prépondérante au sein du groupe Tenesol. Des documents de référence au niveau du Groupe ont été créés pour identifier les risques métiers spécifiques. Des sessions de sensibilisation du personnel aux risques métiers sont organisées avec un focus sur le risque routier. Tenesol a maintenu la certification OHSAS 18001 de son usine de production Tenesol Technologies et a mis en place cette certification pour Tenesol Manufacturing.

- La Société Supra compte 388 salariés au 31 décembre 2010. Le périmètre a été étendu en raison de l'intégration du personnel des sociétés Feu Style et Biomee. Les principaux recrutements ont porté sur les métiers de la R&D et de la commercialisation des produits.

Supra poursuit ses actions de formation en matière de sécurité des salariés, complétées par des actions de communication sur la sécurité à destination de l'ensemble des salariés et de sensibilisation aux risques liés au bruit.

- Au 31 décembre 2010, l'effectif de la Société RIBO est de 25 salariés. L'arrêt de l'activité de ventes B2C a entraîné plusieurs départs.

17.1.4 LE GROUPE A L'INTERNATIONAL

Europe

L'effectif des filiales européennes, à périmètre constant, croît de 30 %. Au décembre 2010, il s'élève à 513 collaborateurs. Le Groupe est présent en Angleterre, en Allemagne, en Belgique, en Bulgarie, en Espagne, en Grèce, en Italie, au Portugal et en Turquie.

La croissance a été particulièrement forte en Italie, en raison principalement du développement de la filière photovoltaïque. Les nouvelles embauches sont venues renforcer, tant la structure *corporate*, que la structure Ingénierie et Technique (avec, notamment, le développement de la fonction Asset Management). Des embauches ont également été réalisées pour assurer le gardiennage et les activités de maintenance des parcs éoliens. Les principales filiales européennes ont recours à des ressources de main-d'œuvre locales proches des installations.

La société belge, Verdesis, est également en croissance rapide. En 2010, le nombre de salariés a augmenté de 63 % passant de 19 à 31 personnes.

La société allemande REETEC, société de prestation de services dans le domaine de l'éolien (levage de turbines, connexion aux réseaux électriques, installation de câbles, maintenance lourde...) compte 173 salariés, répartis entre l'Allemagne (100 personnes), la France (25 personnes) et le Portugal (95 personnes) ⁽¹⁾.

Les équipes françaises d'Exploitation et Maintenance se sont appuyées depuis 2 ans sur le personnel de REETEC, pour assurer des activités de maintenance et développer le savoir-faire en Exploitation-Maintenance. Une équipe REETEC s'installera à la fin du premier trimestre 2011 à Colombiers, à côté du Centre d'Exploitation *corporate* des équipes Exploitation et Maintenance d'EDF Energies Nouvelles.

L'ensemble des filiales européennes ont mené des actions de formation destinées à renforcer la sécurité de leurs salariés dans le

cadre de l'exercice de leur fonction et mis en place des dispositifs visant à être conformes aux exigences de la réglementation locale.

Les filiales turques et REETEC GmbH sont certifiées ISO 18001 OHSAS.

Amérique du Nord

En Amérique du Nord, le Groupe est présent aux États-Unis, au Canada et au Mexique.

Aux États-Unis, les effectifs d'enXco s'élèvent à 668 personnes.

Les équipes Exploitation et Maintenance représentent 62 % des effectifs, les équipes en charge du développement et la construction des projets 25 %.

enXco poursuit ses actions destinées à renforcer la sécurité de ses collaborateurs et dispose ainsi d'un taux d'accidents du travail particulièrement bas.

Le Canada a enregistré une croissance importante de ses effectifs, portée par le développement des activités éoliennes et solaires photovoltaïques. Les équipes sont constituées, d'une part, de développeurs de projets éoliens au sein de la société québécoise Saint Laurent Energies et d'autre part de développeurs, de chargés d'affaires construction, de profils Exploitation et Maintenance au sein de l'entité EDF EN Canada.

Au Mexique, la filiale est dotée d'un personnel dédié à l'exploitation et la maintenance du parc éolien de La Ventosa. La filiale mexicaine compte 10 salariés.

EDF EN Canada et EDF EN Servicios Mexico bénéficient du support des équipes américaines d'enXco (transfert temporaire de personnel, des bonnes pratiques, notamment en matière de sécurité...).

(1) Reetec Portugal est consolidée à 50 %. Les effectifs des sociétés du groupe Reetec sont consolidés sous Reetec Allemagne.

17.1.5 MOBILITÉ

Le Groupe encourage la mobilité et connaît des exemples réussis d'expatriation, notamment en Angleterre, en Italie, en Grèce et aux États-Unis. Les nouveaux marchés et les nouvelles activités offrent également de nouvelles perspectives d'expatriation, notamment en Turquie, au Canada et au Mexique.

Le Groupe favorise également la mobilité entre les filiales. Les équipes construction du Portugal interviennent ainsi pour le Groupe dans d'autres pays apportant leur expertise et leur savoir-faire (notamment en Turquie et en Italie).

17.1.6 FIDÉLISATION

Pour soutenir sa croissance et atteindre ses objectifs, EDF Energies Nouvelles s'attache à motiver et à fidéliser ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux talents.

Plan d'attribution d'actions gratuites 2007

En 2007, la Société a attribué 24 550 actions gratuites à certains dirigeants et salariés en France. Les actions ont été définitivement attribuées à leurs bénéficiaires, sous réserve de présence au sein du Groupe et de l'atteinte de certaines conditions de performance, en novembre 2009 (soit au terme d'une période de deux ans), et sont depuis soumises à une période d'incessibilité de deux ans, soit jusqu'en novembre 2011.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne) qualifiés de collaborateurs clés ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le mécanisme d'attributions d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2009 et novembre 2010, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives. 29 910 unités ont été attribuées au titre de ce plan.

Plan d'attribution d'actions gratuites 2008

Le Conseil d'administration du 30 octobre 2008 a adopté un plan d'attribution d'actions gratuites pour les collaborateurs clés (regroupant les dirigeants et les collaborateurs clé France) et un plan d'attribution d'actions gratuites pour l'ensemble des salariés France des filiales détenues à plus de 51 % (soit 221 salariés). Pour ces deux plans, l'acquisition des actions en octobre 2010 est soumise à une condition de présence ainsi que pour partie à des conditions de performance collective fondées sur les résultats opérationnels du Groupe et suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans pour les actions acquises définitivement.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne) qualifiés de collaborateurs clés ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le mécanisme d'attribution d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2010 et novembre 2011, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

Plan d'attribution d'actions gratuites 2009

Le Conseil d'administration du 12 novembre 2009 a adopté un plan d'attribution d'actions gratuites pour les collaborateurs clés (regroupant les dirigeants et les collaborateurs clé France) et un plan d'attribution d'actions gratuites pour l'ensemble des salariés France. Pour ces deux plans, l'acquisition des actions en novembre 2011 est soumise à une condition de présence ainsi que pour partie (à l'exception des dirigeants mandataires sociaux pour lesquels la totalité des actions est soumise) à des conditions de performance collective fondées sur les résultats opérationnels du Groupe et suivie d'une période d'incessibilité de deux ans pour les actions acquises définitivement.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne), qualifiés de collaborateurs clés, ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le mécanisme d'attribution d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2011 et novembre 2012, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

Plan d'attribution d'actions gratuites 2010

Le Conseil d'administration du 10 novembre 2010 a adopté un plan d'attribution d'actions gratuites pour les collaborateurs clés (regroupant les dirigeants et les collaborateurs clés France) et un plan d'attribution d'actions gratuites pour l'ensemble des salariés France. Pour ces deux plans, l'acquisition des actions en novembre 2012 est soumise à une condition de présence ainsi que pour partie (à l'exception des dirigeants mandataires sociaux pour lesquels la totalité des actions est soumise à conditions) à des conditions de performance collective fondées sur les résultats opérationnels du Groupe et suivie d'une période d'incessibilité de deux ans pour les actions acquises définitivement.

Les salariés des filiales étrangères (États-Unis, Royaume-Uni, Portugal, Grèce, Italie et Espagne), qualifiés de collaborateurs clés, ont bénéficié d'un plan appelé « *Mirror stock plan* » reproduisant le mécanisme d'attribution d'actions gratuites. Ce plan, à échéance novembre 2012 et novembre 2013, est également soumis à des conditions de présence et de performances collectives.

► TABLEAU SYNTHÉTIQUE DES PLANS D'ATTRIBUTION D'ACTIONS GRATUITES AU 31 DÉCEMBRE 2010

N° du plan	Date du plan	Période d'acquisition	Période de conservation	Nombre de porteurs	Nombre d'actions
Plan n°1	05/11/07	05/11/09	06/11/11	60	23 178
Plan n°2 collaborateurs clés	30/10/08	30/10/10	31/10/12	53	46 450
Plan n° 3 ensemble des salariés	30/11/08	30/10/10	31/10/12	191	10 713
Plan n°4 collaborateurs clés	12/11/09	12/11/11	13/11/13	60	57 950
Plan n° 5 ensemble des salariés	12/11/09	12/11/11	13/11/13	286	15 575
Plan n°6 collaborateurs clés	10/11/10	12/11/12	13/11/14	70	70 750
Plan n°7 ensemble des salariés	10/11/10	12/11/12	13/11/14	400	27 242

Participation et intéressement – France

En France, dans le cadre de l'Unité Économique et Sociale (UES) mise en place entre EDF Energies Nouvelles, EDF EN France,

EDF EN Services, EDF EN Développement et EDF EN Outre Mer en 2009, un accord de participation a été signé fin 2009. En 2010, un accord d'intéressement a été conclu pour 3 ans à compter de 2011.

17.2 Options de souscription et d'achat d'actions

Néant

17.3 Intéressement du personnel

Lors de son introduction en Bourse en 2006, la Société a procédé à une augmentation de capital réservée aux salariés de la Société et de sociétés liées adhérentes à un plan d'épargne entreprise ainsi qu'à une augmentation de capital réservée au personnel et aux mandataires sociaux de la Société et de sociétés qui lui sont liées. Dans le cadre de cette offre réservée aux salariés, 270 salariés du Groupe, soit 71,8 % des salariés éligibles étaient devenus actionnaires de la Société.

A la connaissance de la Société, le montant de la participation des salariés au capital social de la Société au 31 décembre 2010 au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce était de 0,158 % (122 700 actions provenant du plan d'épargne groupe et des actions gratuites indisponibles).

17.4 Comité d'entreprise – UES

Une Unité Économique et Sociale (UES) a été mise en place entre EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, EDF EN Services et EDF EN Outre Mer. Sa reconnaissance a été formalisée le 15 mai

2009 par décision du tribunal sur requête d'EDF Energies Nouvelles. Un Comité d'entreprise a été élu en juin 2009 et un accord de participation a été signé en fin d'année.

17.5 Participation des mandataires sociaux et opérations réalisées par les membres du Conseil d'administration sur les titres de la Société

Conformément aux dispositions de l'article 12 des statuts, les membres du Conseil d'administration de la Société détiennent chacun au moins une action de la Société. Le nombre d'actions de la

Société détenu par chacun des mandataires sociaux au 31 décembre 2010 est présenté au paragraphe 14.1 du présent document de référence.

Au cours de l'exercice 2010, les dirigeants de la Société ont déclaré auprès de l'Autorité des marchés financiers avoir effectué les opérations suivantes :

Déclarant	Nature de l'opération	Montant en euros	Prix unitaire (en euros)	Date de l'opération
M. Yvon André (Directeur général délégué)	Cession	96 000	32,00	21/09/2010
M. Yvon André (Directeur général délégué)	Cession	63 280	31,64	21/12/2010

18 Principaux actionnaires

18.1 Principaux actionnaires

A la date du présent document de référence, la répartition du capital de la Société était, à sa connaissance, la suivante :

Actionnaires	Actions et droits de vote	% capital et droits de vote
EDF Développement Environnement (EDEV)	38 784 194	50,00 %
EDF	12	n.s.
Administrateurs représentant le groupe EDF ⁽¹⁾	2	n.s.
SOUS-TOTAL GROUPE EDF	38 784 208	50,00 %
Société Internationale d'Investissements Financiers	18 463 284	23,80 %
M. Pâris Mouratoglou	1 000 025	1,29 %
Administrateurs représentant le groupe Mouratoglou ⁽²⁾	10 810	0,01 %
SOUS-TOTAL GROUPE MOURATOGLOU	19 474 119	25,11 %
Public (y compris salariés)	19 310 089	24,89 %
TOTAL	77 568 416	100 %

(1) M. Daniel Camus et M. Thomas Piquemal.

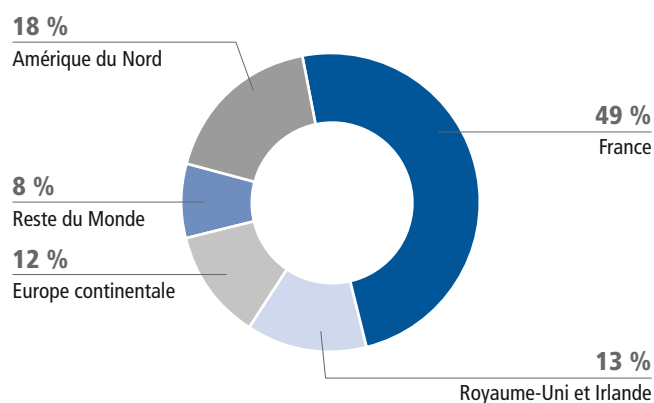
(2) Mme Catherine Mouratoglou et M. Jean Thomazeau.

Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, qui détiennent ensemble 75,1 % du capital et des droits de vote de la Société au 31 décembre 2010, ont déclaré agir de concert à son égard (voir le paragraphe 18.4 du présent document de référence).

A la connaissance de la Société, aucun autre actionnaire ne détient plus de 5 % de son capital.

Au cours de l'exercice 2010, la Société n'a été informée d'aucun franchissement de seuils, ni de participations prévues par l'article L. 233-12 du Code de commerce.

EDF Energies Nouvelles a procédé à l'identification de ses actionnaires en décembre 2010. Sur la base du TPI (titres au porteur identifiables) et des titres au nominatif, les actionnaires institutionnels détiennent 74 % du flottant. La répartition des investisseurs institutionnels par zone géographique est la suivante :



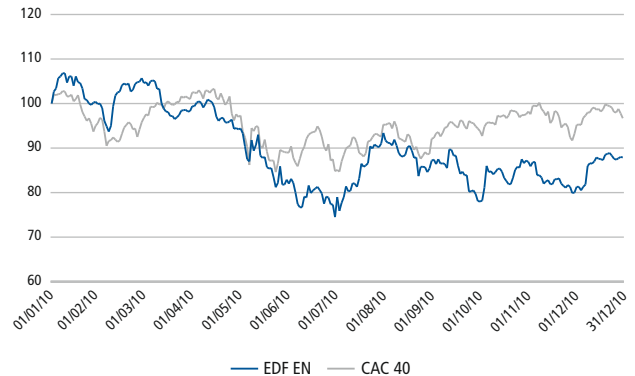
18.2 Négociations sur le marché Euronext Paris

L'action EDF Energies Nouvelles est cotée sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis novembre 2006.

L'action EDF Energies Nouvelles a reculé de 12,1 % au cours de l'année 2010. Durant la même période, l'indice CAC 40 s'est replié, quant à lui, de 3,3 %.

Le cours de Bourse a évolué entre 26,8 euros et 38,5 euros au cours de l'année pour clôturer, le 31 décembre 2010, à 31,66 euros, correspondant à une capitalisation boursière de 2,46 milliards d'euros.

ÉVOLUTION DU COURS DE L'ACTION EN 2010 COMPARÉ AU CAC 40



18.3 Droits de vote des principaux actionnaires

Chaque action du Groupe donne droit à un droit de vote. Les statuts du Groupe ne prévoient pas de droit de vote double.

Le nombre de droits de vote détenus par les principaux actionnaires est détaillé au paragraphe 18.1 du présent document de référence.

18.4 Contrôle de la Société

Le 17 juillet 2006, EDF, EDEV (ensemble avec EDF, le « groupe EDF »), M. Pâris Mouratoglou et la Société Internationale d'Investissements Financiers (ensemble avec M. Pâris Mouratoglou, le « groupe Mouratoglou »), avaient conclu un pacte d'actionnaires qui est entré en vigueur au jour du règlement-livraison des actions émises dans le cadre de l'introduction en Bourse de la Société, soit le 1^{er} décembre 2006. Le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont déclaré qu'ils agissaient de concert vis-à-vis de la Société depuis l'entrée en vigueur de ce pacte (voir décision AMF n° 206C226 du 7 décembre 2006).

Le 11 octobre 2010, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont conclu un nouveau pacte d'actionnaires (le « Pacte »), qui se substitue en toutes ses stipulations au pacte d'actionnaires du 17 juillet 2006. Le Pacte, qui reprend l'essentiel des stipulations du pacte du 17 juillet 2006, est entré en vigueur au jour de sa signature ; le groupe EDF et le groupe Mouratoglou ont déclaré continuer à agir de concert vis-à-vis de la Société (voir décision AMF n° 210C1118 du 29 octobre 2010).

Les principales stipulations du Pacte sont résumées ci-dessous.

PROJET D'ENTREPRISE

Dans le cadre du pacte conclu le 17 juillet 2006, les parties ont arrêté un projet d'entreprise pour le Groupe (le « Projet d'Entreprise »), dont le Conseil d'administration de la Société doit veiller à la mise en œuvre. Les principaux éléments du Projet d'Entreprise sont détaillés ci-dessous.

L'objectif à long terme des actionnaires est que la Société devienne un des leaders internationaux dans la production indépendante d'énergies renouvelables, avec un portefeuille d'actifs et d'activités équilibré, conjuguant bonne rentabilité et maîtrise des risques industriels et financiers. EDF Energies Nouvelles doit également devenir, au travers d'EDF Energies Nouvelles Réparties, un des leaders en matière d'énergies renouvelables réparties et de maîtrise de l'énergie chez le client.

Dans ce cadre, les actionnaires ont défini la stratégie de la Société, qui est détaillée au paragraphe 6.3 du présent document de référence. Ils sont également convenus que, d'une manière générale, les projets développés par EDF Energies Nouvelles devront satisfaire aux critères de rentabilité suivants du groupe EDF : (i) le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) l'investissement doit avoir un effet relatif sur le résultat net dans un délai de trois ans.

Le Projet d'Entreprise fixe également le cadre général des relations entre le groupe EDF et EDF Energies Nouvelles. Ce cadre s'appliquera aussi longtemps que le groupe EDF restera l'actionnaire industriel de référence d'EDF Energies Nouvelles (c'est-à-dire tant qu'il détiendra directement ou indirectement au moins 35 % de son capital). Les grands principes, applicables sous réserve du respect des règles du droit de la concurrence, en sont :

► *Spécialisation de l'activité* : Considérant EDF Energies Nouvelles comme sa filiale spécialisée dans la production indépendante d'énergies renouvelables, le groupe EDF lui consent un droit de premier refus s'exerçant (i) sur les projets d'investissement envisagés par EDF et ses filiales qu'elle contrôle directement ou indirectement, et sous réserve de ce qui est décrit ci-dessous pour le Royaume-Uni et hors Edison, dans les filières suivantes : éolien, centrales solaires photovoltaïques, biomasse purement électrogène (hors déchets ménagers et industriels), mini-hydraulique hors France et centrales hydroliennes et (ii) dans l'éolien, filière où EDF Energies Nouvelles est l'industriel de référence du groupe EDF, sur les missions d'assistance technique, d'assistance à maîtrise d'ouvrage ou d'exploitation.

Par ailleurs, dans le cas où le groupe EDF procéderait à l'acquisition d'une société ou d'un groupe détenant des actifs significatifs dans le domaine des énergies renouvelables, sans que cela constitue son activité prépondérante, le groupe EDF et EDF Energies Nouvelles se consulteront mutuellement de bonne foi, sans autre obligation, pour étudier les conditions dans lesquelles

ces actifs pourraient être transférés à EDF Energies Nouvelles, aux conditions de marché.

En contrepartie de ce droit de premier refus, EDF Energies Nouvelles proposera de façon prioritaire à EDF les certificats d'origine (certificats verts) et d'émission (dioxyde de carbone) dont elle ou ses filiales disposent et viendront à disposer, à un prix qu'elle fixera et qui devra être cohérent avec les conditions du marché. En cas de refus d'EDF de les acquérir, EDF Energies Nouvelles pourra les céder à un tiers, sans que les conditions de cette cession puissent être plus favorables pour le tiers que celles proposées à EDF.

- *Partenariat au Royaume-Uni* : Au Royaume-Uni, EDF Energies Nouvelles et EDF Energy, filiale à 100 % d'EDF, constitueront une filiale commune, qui aura pour activité le développement, la construction et/ou l'exploitation, au Royaume-Uni, de centrales de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ses actionnaires conviendront ensemble de ses objectifs de développement et des moyens dont elle disposera. Ce partenariat a été mis en œuvre avec la constitution d'EDF Energy Renewables en 2008 (voir le Chapitre 22 du présent document de référence).
- *Licence de marque* : EDF concède à EDF Energies Nouvelles le droit d'utiliser son nom et sa marque dans le cadre des règles édictées dans sa charte graphique, et dans les conditions précisées dans un contrat de licence de marque (voir le Chapitre 11 du présent document de référence).
- *Accès aux savoir-faire et moyens du Groupe* : EDF Energies Nouvelles s'appuiera de préférence sur les moyens d'achats du groupe EDF et pourra bénéficier des marchés cadres du Groupe, dans des conditions cohérentes avec celles dont bénéficient les filiales du groupe EDF. EDF Energies Nouvelles aura accès également aux programmes de recherche-développement que mène EDF dans les domaines d'activité du Groupe, et dont EDF et EDF Energies Nouvelles conviendront qu'ils peuvent servir le développement d'EDF Energies Nouvelles, moyennant une participation aux efforts de recherche et un accès aux informations techniques (conception-exploitation) des installations. Enfin, EDF Energies Nouvelles s'appuiera de préférence sur les moyens d'ingénierie du groupe EDF lorsque ce dernier dispose d'une compétence particulière dans un domaine spécifique intéressant EDF Energies Nouvelles (comme par exemple des savoir-faire en traitement de déchets et biomasse des filiales spécialisées d'EDEV ou des savoir-faire en hydraulique et hydrodynamique des centres d'ingénierie spécialisés d'EDF ou encore du savoir-faire en poste, réseau et raccordement). La mise à disposition de ces savoir-faire sera soumise à la conclusion de conventions spécifiques à des conditions à convenir au cas par cas.

Dans le cadre du Pacte conclu le 11 octobre 2010, les parties sont convenues de mettre à jour et d'actualiser le Projet d'Entreprise.

CONSEIL D'ADMINISTRATION, DIRECTION GÉNÉRALE, COMITÉS

Aux termes du Pacte, le Conseil d'administration de la Société doit être composé de neuf membres désignés pour une durée de six années, dont quatre désignés parmi les candidats présentés par le groupe EDF, trois parmi les candidats présentés par le groupe Mouratoglou, et deux administrateurs indépendants (l'un nommé parmi les candidats proposés par le groupe EDF, l'autre parmi les candidats proposés par le groupe Mouratoglou). Le Pacte prévoit également une modification de la composition du Conseil d'administration, en cas de diminution éventuelle de la participation du groupe Mouratoglou dans le capital de la Société :

- si cette participation devient inférieure à 12,5 % du capital, le nombre d'administrateurs nommés sur sa proposition sera réduit à deux, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à cinq et le nombre d'administrateurs indépendants sera inchangé ;
- si cette participation devient inférieure à 10 % du capital, le nombre d'administrateurs nommés sur sa proposition sera réduit à un, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à cinq et le nombre d'administrateurs indépendants étant porté à trois ;
- si cette participation devient inférieure à 5 % du capital, il n'y aura plus d'administrateurs nommés sur sa proposition, le nombre d'administrateurs nommés sur proposition du groupe EDF étant porté à six et le nombre d'administrateurs indépendants restant à trois.

Aussi longtemps que le Conseil d'administration de la Société comprendra, conformément aux dispositions du Pacte, deux administrateurs indépendants, les décisions suivantes ne pourront être prises qu'avec un vote favorable de plus des deux tiers des membres du Conseil présents ou représentés :

- approbation du budget de frais généraux et de frais de développement (coûts de développement en numéraire et coûts de structure *corporate*), si leur croissance est supérieure à 15 % par rapport au budget de l'année précédente ;
- approbation des investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité suivants en vigueur au sein du Groupe dont la Société fait partie : (i) le ratio valeur

actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) l'investissement doit avoir un effet relatif sur le résultat net dans un délai de trois ans ;

- approbation de la vente ou de la réalisation d'actifs d'une valeur supérieure à 25 000 000 d'euros, à l'exception de la vente d'installations clés en main ;
- autorisation de tout investissement dans des pays extérieurs à l'Union Européenne et aux États-Unis ;
- décision de soumettre à l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires toute modification statutaire relative aux règles de distribution de dividendes ;
- approbation de l'acquisition ou de la cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF.

Toutefois, si le nombre d'administrateurs indépendants est porté à trois, les décisions visées ci-dessus seront de nouveau adoptées à la majorité simple des membres présents ou représentés.

Les fonctions de Président du Conseil d'administration et de Directeur général sont dissociées. M. Mouratoglou a été renouvelé en octobre 2010 dans la fonction de Président du Conseil d'administration jusqu'à l'assemblée générale devant statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015 ; il s'engage à renoncer à cette fonction si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société. Le Directeur général est désigné parmi les candidats proposés par le groupe EDF.

Le Pacte prévoit enfin la mise en place de Comités du Conseil d'administration et l'adoption d'un règlement intérieur, dont une description détaillée figure aux paragraphes 16.3 et 21.2.2(d) du présent document de référence.

Les droits reconnus au groupe Mouratoglou ou à M. Pâris Mouratoglou définis ci-dessus le sont *intuitu personae*, en considération de la personne de M. Mouratoglou. En conséquence, en cas de décès de M. Pâris Mouratoglou ou dans le cas où celui-ci viendrait à être atteint d'une incapacité l'empêchant d'exercer durablement une activité professionnelle, ces droits cesseront d'être applicables.

ENGAGEMENT DE LIQUIDITÉ

Sous réserve des dispositions législatives et réglementaires applicables aux marchés réglementés, le groupe EDF et le groupe Mouratoglou s'interdisent de procéder, directement ou indirectement, à des acquisitions d'actions ayant pour effet de réduire la part du public (c'est-à-dire la part non détenue par le

groupe EDF et le groupe Mouratoglou) dans le capital de la Société à moins de 95 % de cette part telle qu'arrêtée dans le cadre de l'introduction en Bourse de la Société. Cet engagement expire dès que le groupe Mouratoglou détiendra moins de 10 % du capital de la Société.

DROIT DE PRÉFÉRENCE

En cas de projet de transfert de tout ou partie de ses actions par le groupe Mouratoglou, le groupe EDF bénéficiera d'un droit de préférence pour acquérir lesdites actions. Ce droit s'exercera de manière différente selon que le transfert d'actions envisagé serait effectué au profit (i) d'un ou plusieurs établissements financiers (en vue d'un placement auprès d'investisseurs institutionnels ou sur le marché) ou (ii) à d'autres tiers.

- (i) Dans le premier cas, le groupe EDF pourra soit se porter acquéreur des actions dont la cession est projetée au dernier cours de clôture de l'action de la Société, soit y renoncer, auquel cas le groupe Mouratoglou sera tenu de procéder à la consultation d'au moins trois établissements financiers et pourra procéder à la cession projetée à l'établissement le mieux disant, soit se réserver le droit d'acquérir lesdites actions dans le seul cas où le prix par action (hors frais et commissions) proposé par l'établissement financier le mieux disant serait inférieur ou égal à 95 % du dernier cours de clôture.
- (ii) Dans le second cas, le groupe EDF pourra se porter acquéreur des actions dont la cession est projetée soit au prix proposé par le tiers si la cession est une vente simple contre paiement en numéraire, soit au prix déterminé par un expert désigné conformément aux dispositions de l'article 1843-4 du Code civil si la cession n'est pas une vente simple contre paiement en numéraire (notamment en cas d'apport, d'échange ou autre).

A défaut d'exercice du droit de préférence du groupe EDF, le groupe Mouratoglou pourra procéder à la cession projetée.

Ce droit de préférence ne s'appliquera pas en cas (i) de transfert d'actions entre le groupe Mouratoglou et une personne morale contrôlée ou placée sous le même contrôle qu'un membre du groupe Mouratoglou, (ii) de cession ou donation d'actions de

M. Pâris Mouratoglou à l'un de ses descendants ou à Mme Catherine Mouratoglou ou encore aux transferts d'actions à ces mêmes personnes par suite de liquidation de succession ou de communauté, (iii) de liquidation de sociétés par voie d'adjudication publique ou toute mise en œuvre de sûretés, (iv) de transactions portant sur des actions de la Société réalisées par le groupe Mouratoglou sur le marché Euronext Paris, sans que l'acquéreur desdites actions ait été préalablement identifié par le groupe Mouratoglou, sous réserve que les transactions ainsi réalisées par le groupe Mouratoglou pendant un même jour de Bourse ne portent pas sur un volume d'actions supérieur au tiers du volume moyen par jour de Bourse constaté au cours du dernier mois précédant la réalisation de la ou desdites transactions, ou (v) d'une offre publique de vente par le groupe Mouratoglou, assortie d'un placement privé réservé à des investisseurs qualifiés, sous réserve qu'elle porte sur un nombre d'actions représentant 12,5 % au moins du capital de la Société et que la participation globale du groupe Mouratoglou dans le capital de la Société à l'issue de cette cession devienne inférieure à 10 % du capital de la Société. En outre, le groupe EDF devra être associé aux décisions importantes pour la mise en œuvre de la procédure d'offres publiques de ventes et de placements privés (dont la mise en œuvre et les modalités du *bookbuilding* et les allocations aux investisseurs institutionnels). Sauf accord d'EDF, aucun des investisseurs qui seront retenus ne pourra acquérir plus de 1,25 % du capital de la Société et le groupe EDF devra avoir approuvé l'identité des dix principaux investisseurs institutionnels alloués et le nombre de titres qui leur sera alloué.

Les parties sont convenues que le groupe EDF pourra se substituer toute société de son choix dans le cadre de l'exercice du présent droit de préférence, sous réserve que cette société présente des garanties suffisantes à cet effet pour ce qui concerne le paiement du prix.

DISPOSITIONS CONCERNANT LA PARTICIPATION DU GROUPE MOURATOGLOU

Si la participation du groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société, EDEV consent, pour un délai de trois mois à compter du franchissement à la baisse du seuil de 10 %, au groupe Mouratoglou une option de vente de sa participation, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être supérieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant ladite notification.

Sous réserve de l'absence d'exercice de l'option de vente, EDEV disposera alors d'une option d'achat sur les actions détenues par le groupe Mouratoglou pour un délai de trois mois à compter de la fin de la période d'exercice de l'option de vente susvisée, à un prix par action égal à la moyenne pondérée par les volumes des cours de clôture de l'action de la Société au cours des 60 jours de Bourse précédant la notification de l'exercice de cette option, sans que ce prix puisse être inférieur de plus de 10 % au dernier cours de clôture de l'action précédant la notification.

Ces deux options expireront de plein droit le 31 décembre 2015.

CLAUSE DE NON-CONCURRENCE

M. Pâris Mouratoglou s'engage, aussi longtemps que (i) il demeurera mandataire social de la Société, (ii) au moins un administrateur non indépendant désigné parmi les candidats proposés par le groupe Mouratoglou exercera son mandat, ou (iii) le groupe Mouratoglou n'aura pas renoncé définitivement à son droit ou n'aura pas perdu son droit à désigner un ou plusieurs candidats au poste d'administrateur, et pendant une durée de deux ans à compter de la date à laquelle auront pris fin l'ensemble des situations visées aux (i) (ii) et (iii) ci-dessus, à ne pas exercer d'activité concurrente à celle de la Société 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, et, par conséquent, s'interdit :

- d'acquérir, directement ou indirectement, une participation dans le capital d'une société ayant une activité concurrente, dès lors que cette participation conférerait au groupe Mouratoglou une influence déterminante au sens de la réglementation comptable ;
- d'exercer des fonctions directement ou indirectement, que ce soit en qualité de dirigeant, d'administrateur, employé, consultant ou de toute autre manière, pour le compte de toute personne physique ou morale exerçant une activité concurrente ;

- de débaucher ou employer le personnel actuel ou futur de la Société et de ses filiales actuelles ou futures ;
- de démarcher ou avoir toute relation professionnelle dans le cadre d'une activité concurrente avec des personnes physiques ou morales ayant été clients ou fournisseurs de la Société ou de ses filiales actuelles ou futures.

Cette clause de non-concurrence ne s'applique pas à la détention au moment de la conclusion du Pacte par M. Mouratoglou de titres de capital de certaines sociétés extérieures au Groupe ; ces sociétés ne pourront pas, à l'exception de leurs activités actuelles, développer des activités concurrentes à celles du Groupe.

Le Pacte expirera au jour où le groupe EDF ou le groupe Mouratoglou cesserait de détenir une participation au moins égale à 5 % du capital de la Société (sous réserve néanmoins de la clause de non-concurrence susvisée qui restera applicable pour la durée prévue dans le Pacte).

Les stipulations du Pacte détaillées ci-dessus ainsi que l'ensemble des mesures de gouvernement d'entreprise décrites au Chapitre 16 du présent document de référence visent notamment à éviter qu'un contrôle sur la Société ne soit exercé de manière abusive.

18.5 Accords pouvant entraîner un changement de contrôle

Il n'existe, à la connaissance de la Société, aucun accord dont la mise en œuvre pourrait, à une date ultérieure au 31 décembre 2010, entraîner un changement de son contrôle.

19 Opérations avec des apparentés

19.1 Opérations avec les apparentés

Les parties liées au Groupe comprennent notamment les actionnaires de la Société, ses filiales non consolidées, les entreprises sous contrôle conjoint (les sociétés consolidées en intégration proportionnelle), les entreprises associées (les sociétés mises en équivalence) et les entités sur lesquelles les différents dirigeants du Groupe exercent au moins une influence notable.

Les données chiffrées précisant les relations avec ces parties liées figurent dans la note 31 des comptes consolidés annuels au 31 décembre 2010 en normes IFRS, présentés au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

19.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice 2010

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre Société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS SOUMIS À L'APPROBATION DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Conventions et engagements autorisés au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

Ces conventions sont présentées dans les tableaux I, II et III annexés au présent rapport :

- ▶ le tableau I présente les conventions autorisées au cours de l'exercice ;
- ▶ le tableau II présente les engagements pris au bénéfice des mandataires sociaux ;
- ▶ le tableau III présente les personnes concernées par ces conventions.

Conventions et engagements autorisés depuis la clôture

Nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, autorisés depuis la clôture de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre Conseil d'administration.

- Avenant au contrat de travail de M. Olivier Paquier.

Le Conseil d'administration du 8 février 2011, a autorisé la signature d'un avenant au contrat de travail de M. Olivier Paquier, Directeur général délégué d'EDF Energies Nouvelles, afin de porter sa rémunération à 207 000 euros.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS DÉJÀ APPROUVÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

a) Dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Convention d'honoraires avec la société Energies Antilles SNC

Versement par la société Energies Antilles SNC, à votre société, à titre d'honoraires, d'une rémunération annuelle calculée sur la base de 0,00476 euro hors taxe du KWh facturé à EDF SA.

La rémunération perçue par votre société au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010 s'élève à 345 993 euros.

Contrat de licence de marque avec la société EDF SA

La société EDF SA a concédé à votre société une licence exclusive de la marque EDF pour une somme symbolique et forfaitaire de 1 euro versée lors de la signature du contrat le 30 août 2006.

Financements de parcs français : engagements d'actionnaire, garanties d'achèvement et de recours, accord intercréanciers

Dans le cadre du financement des 6 parcs éoliens français (parc éolien de Castanet le Haut, parc éolien de Villesèque, parc éolien de Fiennes, parc éolien de Luc sur Orbieu, parc éolien de Salles Curan, parc éolien du Chemin d'Ablis) dont EDF Energies Nouvelles conserve en tout ou partie la propriété (au travers des sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), votre Conseil d'administration, dans sa séance du 7 septembre 2007, a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer des « engagements d'actionnaire », des « garanties d'achèvement et de recours » et l'« accord intercréanciers ». Suite à la mise en service de ces parcs éoliens, les garanties d'achèvement et de recours ont expiré.

Contrat cadre en matière de recherche et développement avec la société EDF SA

Les sociétés EDF SA et EDF Energies Nouvelles SA ont conclu le 13 janvier 2008 un contrat de collaboration, pour une durée de 3 ans, pour des programmes de recherche et développement annuels.

Au titre de ce contrat, la société EDF SA a facturé à votre société un montant de 2 745 000 euros pour l'exercice 2010.

b) Sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention ni d'aucun engagement déjà approuvé par l'assemblée générale mais sans exécution au cours de l'exercice écoulé.

Conventions et engagements approuvés au cours de l'exercice écoulé

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution, au cours de l'exercice écoulé des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale du 26 mai 2010, et reportés sur les rapports spéciaux des commissaires aux comptes du 17 mars 2010 et du 16 avril 2010.

Indemnités de départ de M. Michel Trousseau.

Le Conseil d'administration a demandé en avril 2010 à Monsieur Michel Trousseau de quitter ses fonctions de Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles. Conformément à la décision du Conseil d'administration approuvée par l'assemblée générale des actionnaires de 2010, il a perçu une indemnité d'un montant de 222 500 euros correspondant à 9 mois de rémunération globale.

Financement du parc éolien de Bassin de Thau

Dans le cadre du financement de 4 parcs éoliens français (Parc éolien de la Petite Moure, Parc éolien de la Pierre, Parc éolien des Trois Frères et Parc éolien de Nipplau) dont EDF Energies Nouvelles conserve en tout ou partie la propriété (au travers des sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), votre Conseil d'administration, dans sa séance du 22 septembre 2009, a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer une convention intercréanciers conclue entre, notamment, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, les emprunteurs (les « créanciers subordonnés ») et les banques (les « créanciers seniors ») et ayant pour objet la subordination des créances et droits détenus par les créanciers subordonnés aux droits et créances des créanciers seniors.

Financement des parcs éoliens de Bicker Fen et Walkway

Dans le cadre du financement des parcs éoliens britanniques Bicker Fen & Walkway, le Conseil d'administration, dans sa séance du 17 décembre 2009, a autorisé la signature par EDF Energies Nouvelles aux côtés d'EDF EN UK et EDF Energy Plc :

- d'un « *Shareholders Support Agreement* » aux termes duquel EDF Energies Nouvelles s'engage à garantir les obligations de sa filiale EDF EN UK au titre des « *Power Purchase Agreements* » signés avec EDF Energy, à hauteur d'un montant maximum de 4 millions de GBP ; et
- d'une convention intercréanciers (*l'Intercreditor Deed*) conclue entre, notamment, EDF Energies Nouvelles, EDF EN UK, EDF Energy, les emprunteurs (« créanciers juniors ») et les banques

(«créanciers seniors») et ayant pour objet la subordination des créances et droits détenus par les «créanciers juniors», et en particulier EDF Energies Nouvelles, aux droits et créances des créanciers seniors.

Engagements pris au bénéfice des mandataires sociaux

M. David Corchia, Directeur Général : votre Conseil d'administration a décidé l'octroi d'une indemnité de départ en cas de départ contraint (révocation, non renouvellement, demande de démission) dans le cadre du renouvellement de son mandat, soit à compter du 1^{er} janvier 2010. Cette indemnité est soumise à des conditions de performance et d'un montant maximal fixé à 24 mois de rémunération globale.

M. Yvon André, Directeur Général Délégué France : à l'occasion du renouvellement de son mandat de Directeur général délégué, votre Conseil d'administration a autorisé l'actualisation des conditions de performance auxquelles est soumise l'indemnité de départ dont bénéficie Monsieur Yvon André dans le cadre de son contrat de travail, en cas de licenciement (hors cas de faute grave ou lourde). Le montant de cette indemnité reste fixé à 21 mois de rémunération globale.

Ces conventions ont été autorisées par votre Conseil d'administration dans sa séance du 22 septembre 2009.

Les commissaires aux comptes,
Paris La Défense et Paris, le 6 avril 2011

KPMG Audit, Département de KPMG SA

Catherine Porta
Associé

Alain Martin & Associés

Alain Martin
Associé

► TABLEAU I – CONVENTIONS AUTORISÉES AU COURS DE L'EXERCICE

Nature et objet	Sociétés concernées	Date d'autorisation	Modalités
Accord intercréanciers dans le cadre du projet Canton de Bonneval (Neuvy et Villard)	EDF EN France	13 janvier 2010	Dans le cadre du financement du parc éolien « Canton de Bonneval » dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers d'une société de projet contrôlée par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer une convention intercréanciers conclue entre, <i>inter alia</i> , les banques (« créanciers seniors »), EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et l'emprunteur (les « créanciers subordonnés ») et ayant pour objet notamment, la subordination des créances et droits des créanciers subordonnés aux créances et droits des créanciers seniors.
Accord intercréanciers dans le cadre du financement Gabardan 1 et Gabardan 4	EDF EN France	26 mars 2010	Dans le cadre du financement des centrales photovoltaïques du Gabardan 1 et du Gabardan 4 dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacune des deux centrales photovoltaïques, une convention intercréanciers conclue entre, <i>inter alia</i> , les banques, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et l'emprunteur et ayant pour objet notamment, de décrire la manière et l'ordre suivant lequel les obligations de paiement de l'emprunteur seront satisfaites.
Convention d'engagement de Sponsor EDF EN, dans le cadre du financement Gabardan 1 et Gabardan 4	EDF EN France	26 mars 2010	Dans le cadre du financement des centrales photovoltaïques du Gabardan 1 et du Gabardan 4 dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacune des deux centrales photovoltaïques, une « Convention d'Engagement de Sponsor » conclue entre, <i>inter alia</i> , les banques, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et l'emprunteur et ayant pour objet notamment, de décrire les prêts intra-groupe mis à disposition de l'emprunteur par EDF EN ainsi que les garanties mises en place par cette dernière en faveur de l'emprunteur.
Convention de nantissement de créances dans le cadre du financement Gabardan 1 et Gabardan 4	EDF EN France	26 mars 2010	Dans le cadre du financement des centrales photovoltaïques du Gabardan 1 et du Gabardan 4 dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacune des deux centrales photovoltaïques, une « Convention de Nantissement de Créances » conclue entre, <i>inter alia</i> , les banques, EDF Energies Nouvelles et EDF EN France ayant pour objet de consentir aux banques, un nantissement toutes les créances qu'EDF Energies Nouvelles et EDF EN France détiennent et détiendront à l'encontre de l'emprunteur au titre des prêts intragroupe.
Acquisition de 44 % de Reetec à SIIF	SIIF	30 juin 2010	Le Conseil d'administration a autorisé l'acquisition auprès de SIIF d'une participation complémentaire de 44 % dans Reetec, permettant à EDF EN d'augmenter sa participation de 28 % à 72 %.

Nature et objet	Sociétés concernées	Date d'autorisation	Modalités
Opération de financement C-Power Phases II & III	C-Power	15 septembre 2010	<p>1) Dans le cadre du financement des Phases II et III du parc éolien <i>offshore</i> C-Power et du refinancement de la phase I du même projet, dont EDF Energies Nouvelles conserve une participation (au travers d'une société de projet), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer un « <i>Release Agreement</i> » conclu entre, <i>inter alia</i>, l'agent des banques et EDF Energies Nouvelles, et ayant pour objet de décharger EDF Energies Nouvelles des obligations (sûretés et garanties) au titre du financement de la Phase 1</p> <p>2) Dans le cadre du financement des Phases II et III du parc éolien <i>offshore</i> C-Power et du refinancement de la phase I du même projet, dont EDF Energies Nouvelles conserve une participation (au travers d'une société de projet), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer un « <i>Equity Support and Subordination Agreement</i> » conclu entre, <i>inter alia</i>, les banques, EDF Energies Nouvelles et certains autres actionnaires de l'emprunteur, et l'emprunteur, et aux termes duquel EDF Energies Nouvelles devra apporter des subventions à l'emprunteur</p> <p>3) Dans le cadre du financement des Phases II et III du parc éolien <i>offshore</i> C-Power et du refinancement de la phase I du même projet, dont EDF Energies Nouvelles conserve une participation (au travers d'une société de projet), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer un « <i>Subordinated Loan Agreement</i> » conclu entre, <i>inter alia</i>, EDF Energies Nouvelles et l'emprunteur, et aux termes duquel EDF Energies Nouvelles consentira un prêt à l'emprunteur</p>
Financement des centrales solaires de Bouloc et Béguey	EDF EN France	15 septembre 2010	<p>1) Dans le cadre du financement des centrales photovoltaïques de Bouloc et de Béguey dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacune des deux centrales photovoltaïques, une convention intercréanciers conclue entre, <i>inter alia</i>, les banques, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et l'emprunteur et ayant pour objet notamment, de décrire la manière et l'ordre suivant lequel les obligations de paiement de l'emprunteur seront satisfaites</p> <p>2) Dans le cadre du financement des centrales photovoltaïques de Bouloc et de Béguey dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacune des deux centrales photovoltaïques, une « Convention d'Engagement de Sponsor » conclue entre, <i>inter alia</i>, les banques, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et l'emprunteur et ayant pour objet notamment, de décrire les prêts intra-groupe mis à disposition de l'emprunteur par EDF EN ainsi que les garanties mises en place par cette dernière en faveur de l'emprunteur</p> <p>3) Dans le cadre du financement des centrales photovoltaïques de Bouloc et de Béguey dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacune des deux centrales photovoltaïques, une « Convention de Nantissement de Créances » conclue entre, <i>inter alia</i>, les banques, EDF Energies Nouvelles et EDF EN France ayant pour objet de consentir aux banques, un nantissement toutes les créances qu'EDF Energies Nouvelles et EDF EN France détiennent et détiendront à l'encontre de l'emprunteur au titre des prêts intragroupe</p>

Nature et objet	Sociétés concernées	Date d'autorisation	Modalités
Financement des projets éoliens Cambouisset et Plats des Graniers	EDF EN France	15 décembre 2010	Dans le cadre du financement des parcs éoliens « Cambouisset » et « Plats des Graniers » dont EDF Energies Nouvelles conserve la propriété (au travers de deux sociétés de projet contrôlées par EDF EN France, sa filiale à 100 %), le Conseil d'administration a autorisé EDF Energies Nouvelles à signer pour chacun des deux parcs éoliens, un « Engagement d'Actionnaires » conclu entre, inter alia, les banques, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et l'emprunteur et aux termes duquel EDF Energies Nouvelles s'engage à mettre en place des garanties d'achèvement et de recours

► TABLEAU II – ENGAGEMENTS PRIS AU BÉNÉFICE DES MANDATAIRES SOCIAUX

Mandataire concerné	Fonction	Modalités	Date d'approbation
M. Olivier Paquier	Directeur Général Délégué Energies réparties	Le Conseil d'administration a autorisé la signature d'un avenant au contrat de travail de M. Olivier Paquier, aux fins de versement d'un bonus d'un montant de 23 000 euros (au titre de l'exercice 2009)	CA du 9 février 2010

► TABLEAU III – PERSONNES CONCERNÉES

Mandataires concernés	Mandats dans les sociétés concernées
M. Pâris Mouratoglou	<ul style="list-style-type: none"> ► Président du Conseil d'Administration d'EDF Energies Nouvelles ► Administrateur d'EDF Energies Nouvelles Réparties ► Gérant de SIIF Membre du Conseil de gérance d'EDF EN UK jusqu'au 11 mai 2010
EDF SA	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles jusqu'au 15 avril 2010
Mme Corinne Fau	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles jusqu'au 15 septembre 2010
M. Daniel Camus	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles du 15 avril 2010 au 16 décembre 2010
M. Thomas Piquemal	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles à compter du 15 avril 2010
M. Stéphane Tortajada	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles à compter du 15 septembre 2010
M. Jean-Louis Mathias	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles jusqu'au 15 avril 2010
SIIF	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles
Mme Catherine Mouratoglou	<ul style="list-style-type: none"> ► Représentant permanent de SIIF, administrateur d'EDF Energies Nouvelles ► Gérante de SIIF
M. David Corchia	Directeur Général d'EDF Energies Nouvelles Représentant permanent d'EDF Energies Nouvelles, administrateur d'EDF EN France
M. Élie Cohen	Administrateur d'EDF Energies Nouvelles
M. Yvon André	<ul style="list-style-type: none"> ► Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles ► Président Directeur Général d'EDF EN France ► Administrateur de C-Power ► Membre du Conseil de gérance d'EDF EN UK jusqu'au 11 mai 2010
M. Olivier Paquier	Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles
M. Michel Trousseau	Directeur Général Délégué d'Energies Nouvelles jusqu'au 15 avril 2010

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

20.1	Comptes consolidés au 31 décembre 2010 en normes IFRS	149
	Compte de résultat consolidé	149
	Résultat global consolidé	150
	Bilan consolidé	151
	Tableau consolidé des flux de trésorerie	152
	Tableau de variation des capitaux propres consolidés	153
	Notes annexes aux états financiers consolidés	154
20.2	Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés en normes IFRS au 31 décembre 2010	215
	1 Opinion sur les comptes consolidés	215
	2 Justification des appréciations	215
	3 Vérification spécifique	216
20.3	Honoraires des commissaires aux comptes	217
20.4	Politique de distribution de dividendes	217
20.5	Procédures judiciaires et d'arbitrage	218
20.6	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	219

En application du Règlement (CE) n° 1606/2002 sur l'application des normes comptables internationales, les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010 ont été établis conformément au référentiel IFRS tel qu'applicable dans l'Union Européenne au 31 décembre 2010.

En application de l'article 28-1 alinéa 5 du Règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission Européenne du 29 avril 2004, les comptes consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2010 (établis conformément aux normes IFRS comprenant les données comparatives de l'exercice 2009 selon les mêmes normes) et pour l'exercice clos le 31 décembre 2009 (établis conformément aux normes IFRS comprenant les données comparatives de l'exercice

2008 selon les mêmes normes), ainsi que les rapports des contrôleurs légaux y afférents sont inclus par référence dans le présent document de référence.

Un changement de mode de consolidation des parcs éoliens du Groupe est intervenu aux États-Unis au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2009. L'impact de ce changement est détaillé en note 3.4 des comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2009, inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

20.1 Comptes consolidés au 31 décembre 2010 en normes IFRS

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>(en milliers d'euros)</i>	Note	31/12/2010	31/12/2009
Chiffre d'affaires		1 573 293	1 173 077
Achats consommés et autres achats		(403 121)	(415 569)
Charges de personnel	6.1	(183 485)	(128 072)
Charges externes		(516 013)	(322 072)
Impôts et taxes		(25 379)	(20 188)
Autres charges opérationnelles	5	(125 859)	(42 215)
Autres produits opérationnels	5	172 334	104 104
Dotations nettes aux amortissements et provisions		(183 630)	(118 240)
Pertes de valeur	10	(20 708)	(697)
Résultat opérationnel		287 432	230 128
Coût de l'endettement financier net	7.1	(121 754)	(80 877)
Autres charges et produits financiers	7.2	(19 346)	(23 141)
Résultat financier		(140 920)	(104 018)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES		146 512	126 110
Impôts sur les résultats	8.1	(61 373)	(21 390)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	13	460	(194)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		85 599	104 526
Dont part du Groupe		106 075	97 946
Dont part des minoritaires		(20 476)	6 580
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en euros			
> de base	9	1,37	1,27
> dilué	9	1,37	1,27

RÉSULTAT GLOBAL CONSOLIDÉ

Le total requis par IAS 1 révisée : « Résultat global consolidé » regroupe les charges et les produits comptabilisés directement en résultat de la période et ceux comptabilisés directement en capitaux propres.

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Résultat net consolidé	85 599	104 526
Variation de juste valeur des actifs disponibles à la vente	(4 028)	1 713
Variation de juste valeur des couvertures de flux de trésorerie	(31 594)	(15 525)
Différences de conversion	25 748	(5 403)
Autres	2 460	503
Autres éléments du résultat global (passés en capitaux propres et nets d'impôts) ⁽¹⁾	(7 414)	(18 712)
Résultat global consolidé	78 185	85 814
dont résultat global part du Groupe	100 166	78 354
dont résultat global part des minoritaires	(21 981)	7 460

(1) Les effets d'impôts liés à ces « autres éléments de résultat global » sont présentés dans la note 8.2 – Charge d'impôts.

BILAN CONSOLIDÉ

Actif (en milliers d'euros)	Note	31/12/2010	31/12/2009
Goodwill	10	116 796	116 272
Autres immobilisations incorporelles	11	27 941	19 191
Immobilisations corporelles	12	4 743 479	3 593 666
Titres mis en équivalence	13	56 000	34 867
Actifs financiers non courants	14.1	120 813	104 849
Autres débiteurs	17.3	185 825	200 315
Impôts différés	24.1	54 128	49 884
Actifs non courants		5 304 082	4 119 044
Stocks et en cours	17.2	313 734	584 210
Créances clients	17.1	622 087	374 014
Actifs financiers courants	14.1	273 279	267 187
Autres débiteurs	17.3	301 618	314 377
Trésorerie et équivalents trésorerie	18	370 727	466 285
Actifs courants		1 881 445	2 006 073
TOTAL DE L'ACTIF		7 186 427	6 125 117

Passif (en milliers d'euros)	Note	31/12/2010	31/12/2009
Capital	20	124 109	124 109
Réserves et résultats consolidés		1 251 339	1 185 712
Capitaux propres – part du Groupe		1 375 448	1 309 821
Intérêts minoritaires		230 953	262 647
Capitaux propres		1 606 401	1 572 468
Provisions pour avantages du personnel	25	2 672	2 207
Autres provisions	25	33 269	17 758
Provisions non courantes		35 941	19 965
Passifs financiers non courants ⁽¹⁾	21.1	3 733 987	2 765 292
Autres créditeurs	17.4	429 617	401 825
Impôts différés	24.1	149 565	111 310
Passifs non courants		4 313 169	3 278 427
Provisions	25	6 880	6 256
Fournisseurs et comptes rattachés	17.1	229 798	230 242
Passifs financiers courants ⁽¹⁾	21.1	576 600	711 109
Dettes d'impôt courant	17.4	10 927	13 509
Autres créditeurs	17.4	406 711	293 141
Passifs courants		1 230 916	1 254 257
TOTAL DU PASSIF		7 186 427	6 125 117

(1) Le Groupe a revu le classement de ses passifs afin de tenir compte de l'échéance contractuelle des lignes de crédit à la place de l'échéance des tirages ainsi que la nature des Emprunts auprès d'établissements de crédit. Ces changements de présentation se sont traduits au bilan du 31 décembre 2009 par un reclassement de 605 millions d'euros des « Passifs financiers courants » vers les « Passifs financiers non courants » et par un reclassement des dettes vis-à-vis des succursales financières d'EDF de 640 millions d'euros des « Autres dettes financières » vers les « Emprunts auprès d'établissements de crédit ».

TABLEAU CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en milliers d'euros)</i>	Note	31/12/2010	31/12/2009
Résultat net consolidé des sociétés intégrées		85 599	104 526
▶ Élimination de la quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence		(460)	194
▶ Élimination des amortissements et provisions	27.1	211 004	140 987
▶ Élimination des gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur		(1 146)	(22 795)
▶ Élimination des résultats de cessions et des pertes ou profits de dilution	27.2	(14 177)	(2 361)
▶ Élimination des produits de dividendes		(102)	(113)
▶ Charges et produits calculés liés aux paiements en actions		(248)	(4)
▶ Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	27.3	(33 811)	(16 629)
▶ Élimination de la charge d'impôt	8.1	9 968	17 582
▶ Élimination de la variation des impôts différés		51 405	4 395
▶ Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement lié à l'activité	17.1	179 204	(192 840)
▶ Coût de l'endettement financier	7.1	121 574	80 877
Flux de trésorerie générés par l'activité avant impôt et intérêts		608 810	113 819
▶ Impôts payés		(13 916)	(6 490)
FLUX NETS DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉS PAR L'ACTIVITÉ		594 894	107 329
Acquisitions d'immobilisations	27.4	(1 171 397)	(1 277 788)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	27.4	113 261	27 736
Acquisitions d'actifs financiers		(29 357)	(12 363)
Produits de cession d'actifs financiers	27.4	539	3 459
Variations des prêts et avances consentis		(138)	(1 772)
Dividendes reçus		675	468
Incidence des variations de périmètre	27.5	(1 548)	(29 573)
Autres flux liés aux opérations d'investissement		1 272	(1 291)
FLUX NETS DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT		(1 086 693)	(1 291 124)
Dividendes versés par la société mère		(29 403)	(20 908)
Dividendes versés aux minoritaires		(3 277)	(2 487)
Augmentation (réduction) de capital		-	2 059
Cession (acquisition) nette d'actions propres		943	1 378
Émissions d'emprunts	21.3	2 802 504	1 378 373
Remboursements d'emprunts	21.3	(2 180 655)	(694 125)
Intérêts financiers nets versés		(101 750)	(76 516)
Autres flux liés aux opérations de financement		(101 085)	578 658
FLUX NETS DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT		387 277	1 166 432
Incidence des variations de change		9 025	2 967
VARIATION DE TRÉSORERIE PAR LES FLUX		(95 497)	(14 396)
Trésorerie d'ouverture et équivalents de trésorerie	18	431 360	445 756
Trésorerie de clôture et équivalents de trésorerie	18	335 863	431 360
VARIATION DE TRÉSORERIE PAR LES SOLDES		(95 497)	(14 396)

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

(en milliers d'euros)	Capital social	Autres réserves et résultat	Réserve de couverture et gains et pertes sur AFS	Réserves de conversion	Total part Groupe	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
AU 1^{ER} JANVIER 2009	124 109	1 155 953	(11 979)	(17 082)	1 251 001	223 057	1 474 058
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres ^{(1) (3)}	-	503	(14 378)	(5 717)	(19 592)	880	(18 712)
Résultat de la période	-	97 946	-	-	97 946	6 580	104 526
Résultat global consolidé ⁽²⁾	-	98 449	(14 378)	(5 717)	78 354	7 460	85 814
Dividendes	-	(20 908)	-	-	(20 908)	(2 487)	(23 395)
Élimination des titres d'autocontrôle	-	635	-	-	635	-	635
Plan d'actions gratuites	-	739	-	-	739	-	739
Variation de taux d'intérêt dans les filiales	-	(105)	105	-	-	34 617	34 617
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DES TRANSACTIONS AVEC LES ACTIONNAIRES	-	(19 639)	105	-	(19 534)	32 130	12 596
AU 31 DÉCEMBRE 2009	124 109	1 234 763	(26 252)	(22 799)	1 309 821	262 647	1 572 468
AU 1^{ER} JANVIER 2010	124 109	1 234 763	(26 252)	(22 799)	1 309 821	262 647	1 572 468
Autres éléments du résultat global passés en capitaux propres ^{(1) (3)}	-	1 607	(32 376)	24 831	(5 938)	(1 505)	(7 443)
Résultat de la période	-	106 075	-	-	106 075	(20 476)	85 599
Résultat global consolidé ⁽²⁾	-	107 682	(32 376)	24 831	100 137	(21 981)	78 156
Dividendes	-	(29 403)	-	-	(29 403)	(3 286)	(32 689)
Élimination des titres d'autocontrôle	-	(774)	-	-	(774)	-	(774)
Plan d'actions gratuites	-	1 238	-	-	1 238	-	1 238
Variation de taux d'intérêt dans les filiales	-	(5 540)	(31)	-	(5 571)	(6 427)	(11 998)
Augmentation de capital	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL DES TRANSACTIONS AVEC LES ACTIONNAIRES	-	(34 479)	(31)	-	(34 510)	(9 713)	(44 223)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	124 109	1 307 966	(58 659)	2 032	1 375 448	230 953	1 606 401

(1) Conformément aux dispositions de la norme IAS 1 révisée, les charges et produits comptabilisés directement en capitaux propres sont détaillés dans le tableau « Autres éléments du Résultat Global » présenté ci-avant.

(2) Dans les publications antérieures, le total « Résultat global consolidé » s'appelait « Total des produits et charges comptabilisés au titre de la période ».

(3) Dans les publications antérieures, le total « Autres éléments du Résultat Global passés en capitaux propres » s'appelait « Résultat comptabilisé directement en capitaux propres ».

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Note 1	Informations générales	155	Note 17	Besoin en Fonds de Roulement	181
Note 2	Évolution du périmètre	155	17.1	Composition et variation du besoin en fonds de roulement	181
Note 3	Déclaration de conformité et principes comptables	156	17.2	Stocks et travaux en cours	183
3.1	Déclaration de conformité	156	17.3	Autres débiteurs	183
3.2	Principes comptables et méthodes d'évaluation	156	17.4	Autres créditeurs	184
3.3	Changement de présentation	158	Note 18	Trésorerie, équivalents de trésorerie et découverts bancaires	184
3.4	Estimations et hypothèses comptables déterminantes	158		Trésorerie nette à la clôture	184
3.5	Règles de consolidation	158		Trésorerie nette à l'ouverture	184
3.6	Conversion des opérations en devises	158	Note 19	Actifs et passifs détenus en vue de la vente	185
3.7	Immobilisations	159	Note 20	Capitaux propres	185
3.8	Pertes de valeur des actifs non financiers	159	20.1	Capital social	185
3.9	Actifs et passifs financiers non dérivés	160	20.2	Actions propres	185
3.10	Instruments financiers dérivés	161	20.3	Distribution de dividendes	185
3.11	Stocks	161	Note 21	Passifs financiers	185
3.12	Créances clients	161	21.1	Répartition courant/non courant	185
3.13	Trésorerie et équivalents de trésorerie et découverts	162	21.2	Échéancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable	186
3.14	Capitaux propres	162	21.3	Variation des emprunts et dettes financières	187
3.15	Impôts et taxes	162	21.4	Analyse des emprunts et dettes financières par pays	188
3.16	Avantages du personnel	162	21.5	Ventilation des emprunts et dettes financières par devise	189
3.17	Autres provisions	163	21.6	Endettement financier net	190
3.18	Reconnaissance des produits et des charges	163	Note 22	Gestion des risques financiers	190
3.19	Distribution de dividendes	164	22.1	Risque de taux	190
3.20	Actifs et passifs détenus en vue de la vente	164	22.2	Risque de change	191
Note 4	Information sectorielle	165	22.3	Risque de liquidité	192
4.1	Information par zone géographique	165	22.4	Risque de crédit	194
4.2	Information par activité	166	Note 23	Information sur la juste valeur des instruments financiers	195
4.3	Évolution du chiffre d'affaires	167	Note 24	Impôts différés	196
4.4	Résultat opérationnel	168	24.1	Ventilation des impôts différés par nature	196
Note 5	Autres produits et charges opérationnels	169	24.2	Échéances des impôts différés	196
Note 6	Personnel	169	24.3	Variation de l'impôt différé	197
6.1	Frais de personnel	169	24.4	Preuve d'impôt	197
6.2	Paiements sur base d'actions	169	Note 25	Provisions	198
6.3	Effectifs moyens	170	Note 26	Provisions pour avantages au personnel	200
Note 7	Résultat financier	170	26.1	Descriptif des hypothèses actuarielles utilisées	200
7.1	Coût de l'endettement financier	170	26.2	Évolution des engagements	200
7.2	Autres produits et charges financiers	170	Note 27	Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie	200
Note 8	Impôts sur le résultat global	171	27.1	Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat de la période	200
8.1	Charge d'impôts sur le résultat	171	27.2	Élimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution	201
8.2	Impôts sur les autres éléments du résultat global	171	27.3	Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	201
Note 9	Résultats par action	171	27.4	Acquisitions et cessions d'immobilisations	201
Note 10	Goodwill	172	27.5	Incidence des variations de périmètre	202
Note 11	Immobilisations incorporelles	172	Note 28	Engagements hors bilan	203
Note 12	Immobilisations corporelles	173	28.1	Changement de présentation 2010	203
Note 13	Participations dans les entreprises associées	175	28.2	Commandes d'exploitation	203
13.1	Détail des participations dans les entreprises associées	175	28.3	Engagements de financement reçus	204
13.2	Informations complémentaires sur les entreprises associées	176	28.4	Garanties et engagements conditionnels	204
Note 14	Actifs financiers	176	Note 29	Regroupements d'entreprises	205
14.1	Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs	176	Note 30	Transactions avec les parties liées	206
14.2	Variation des actifs financiers	177	Note 31	Événements postérieurs à la date de clôture	207
14.3	Actifs financiers par échéance	178	Note 32	Périmètre de consolidation	207
Note 15	Actifs financiers disponibles à la vente	178			
Note 16	Instruments financiers dérivés	179			
16.1	Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés	179			
16.2	Instruments dérivés et comptabilité de couverture	179			
16.3	Dérivés de transaction	180			

NOTE 1 Informations générales

EDF Energies Nouvelles SA est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 100, Esplanade du Général de Gaulle – 92932 Paris La Défense Cedex.

Les actions de la société EDF Energies Nouvelles SA, société mère du Groupe, sont négociables sur le marché Eurolist d'Euronext, depuis le 29 novembre 2006.

EDF Energies Nouvelles SA (« la Société ») et ses filiales (« le Groupe ») interviennent dans le secteur des énergies nouvelles ou renouvelables, et notamment dans le domaine des énergies éoliennes et solaires, principalement en Europe et aux États-Unis.

Ces états financiers consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration du 8 février 2011.

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros, sauf indication contraire.

FAITS MARQUANTS

EDF Energies Nouvelles Réparties

EDF Energies Nouvelles Réparties est spécialisée dans la commercialisation d'offres complètes d'énergies réparties aux particuliers et aux professionnels. Ces offres concernent d'une part le solaire photovoltaïque distribué, axe central de croissance porté principalement par EDF ENR Solaire⁽¹⁾, et prolongement naturel des activités d'EDF Energies Nouvelles dans le solaire photovoltaïque centralisé ; et d'autre part des activités dans les pompes à chaleur et les appareils de chauffage à bois portées respectivement par les sociétés Ribo et Supra, qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles.

L'activité d'installations de systèmes photovoltaïques a connu une très bonne année 2010. EDF ENR Solaire a ainsi réalisé

3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé près de 13,6 MWh (dont 10,7 MWh clé en main) chez les professionnels à comparer à 6,5 MWh en 2009.

Les activités de pompes à chaleur et d'appareils de chauffage à bois ont en revanche connu une année difficile. Supra et Ribo ont subi de plein fouet la crise économique et ont été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt, et la conjoncture économique qui par essence a un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages. Supra et Ribo ont ainsi enregistré des pertes au cours de l'année qui ont amené EDF Energies Nouvelles à enregistrer des dépréciations d'actifs et de goodwill ainsi qu'à prendre un certain nombre de mesures afin de circonscrire les risques sous-jacents.

Les effets sur les comptes s'élèvent à (31,7) millions d'euros sur le résultat opérationnel (cf. note 10 – *Goodwill*, note 11 – *Immobilisations incorporelles*, note 12 – *Immobilisations corporelles* et note 25 – *Provisions*), (13,1) millions d'euros sur le résultat financier (cf. note 7 – *Résultat financier*), soit un impact global après impôt de (43) millions d'euros sur le résultat net consolidé et de (19,6) millions d'euros sur le résultat net part du Groupe.

Moratoire

Suite au décret du 10 décembre 2010 portant sur les tarifs solaires, EDF Energies Nouvelles dispose, dans les « files d'attente » ERDF et RTE, de respectivement 223 MWh bruts et 572 MWh bruts de projets pour lesquels l'accès au tarif n'est pas « suspendu ». Ces projets sont en cours de développement et certains pourront être réalisés après avoir obtenu leurs permis et autorisations.

Une analyse individuelle des projets sera nécessaire à l'issue du moratoire pour définir la faisabilité des projets au regard de la réglementation.

NOTE 2 Évolution du périmètre

Les mouvements les plus importants sont les suivants :

ENTRÉES

- aux États-Unis, avec l'acquisition des sociétés Beacon Landfill Gas Holdings LLC, portant des projets biogaz, et Corona Wind Power LLC, société de développement éolien. Ces sociétés sont intégrées globalement à 100 % ;
- en Italie, avec la première consolidation de six nouvelles sociétés portant des parcs photovoltaïques au sol : Solareolica Quinta, Solar Green Energy et Energy 2 Sicilia, Fotosolare Sesta, Fotosolare Sicilia et Solaren ;
- au Mexique, avec la consolidation de deux nouvelles sociétés, dont une chargée de la maintenance des parcs ;
- au Canada, avec l'intégration de trois sociétés consolidées globalement et exploitant des parcs solaires : Saint Isidore A, Elmsley East, Emlsey West ;

- en Allemagne, avec la prise de contrôle de la société REETEC (Construction et Exploitation-maintenance de parcs éoliens). Cette société était détenue jusqu'au 31 décembre 2009 à hauteur de 28 % et était mise en équivalence. Elle est désormais intégrée globalement à 72 % ;
- en Bulgarie, avec la consolidation d'une nouvelle entité hydraulique, Germanea, intégrée globalement à 51 % ;
- en France, avec l'entrée en intégration globale de sept centrales photovoltaïques : Boulloc, Beguey, Blauvac, Gabardan 7, Montendre, Pierrefonds et Puylobier ; la consolidation de sociétés Cambouisset et Plat des Graniers portant le parc éolien Corbières Méditerranée et la mise en équivalence de PV Alliance, société de recherche dans le domaine photovoltaïque.

SORTIES

- En France, avec la cession des centrales thermiques de Jarry et de Saint Martin et la liquidation de SIIF Ghana.

(1) Au 1^{er} juillet 2010, Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

NOTE 3 Déclaration de conformité et principes comptables

3.1 Déclaration de conformité

En application du règlement européen n°1606/2002 du 19 juillet 2002, les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2010 ont été établis selon les normes comptables internationales IAS/IFRS applicables au 31 décembre 2010 telles qu'approuvées par l'Union Européenne à cette date.

Les textes sont consultables sur le site suivant :

http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm.

3.2 Principes comptables et méthodes d'évaluation

3.2.1 Principes généraux

Les principes comptables retenus sont identiques à ceux utilisés pour la préparation des comptes consolidés annuels de l'exercice clos au 31 décembre 2009, à l'exception des normes suivantes qui sont applicables pour le Groupe à compter du 1^{er} janvier 2010 :

- IFRS 3 révisée « Regroupements d'entreprises » (janvier 2008) ;
- amendements à IAS 27 « États financiers consolidés et individuels » (décembre 2008).

3.2.2 Normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et applicables à compter du 1^{er} janvier 2010

L'exercice 2010 est marqué par l'entrée en vigueur d'IFRS 3 révisée « Regroupements d'entreprises » et des amendements à IAS 27 « États financiers consolidés et individuels », qui modifient substantiellement les modalités de comptabilisation des acquisitions de sociétés et les règles de consolidation.

Les principales évolutions sont les suivantes :

- le goodwill peut être évalué en incluant la part des intérêts minoritaires (option pour le « full goodwill ») ;
- les coûts liés aux regroupements d'entreprises doivent être comptabilisés en charges, tandis qu'ils étaient auparavant incorporés au coût d'acquisition ;
- ce coût d'acquisition inclut obligatoirement la juste valeur des paiements conditionnels, tels que des compléments de prix, alors qu'auparavant le prix d'acquisition pouvait être ajusté ultérieurement ;
- en cas de prise de contrôle sur une société dont le Groupe détenait préalablement des titres, ces derniers doivent être réévalués à leur juste valeur. Tout écart entre leur valeur comptable et leur juste valeur est comptabilisé au compte de résultat. Et réciproquement en cas de perte de contrôle par étape ;
- toute variation d'intérêts minoritaires, sans perte de contrôle, constitue une transaction entre actionnaires et n'affecte que la répartition des capitaux propres entre la part Groupe et celle des intérêts minoritaires.

Les principes comptables désormais appliqués en matière de regroupements d'entreprises et de consolidation sont détaillés plus précisément ci-après.

Comptabilisation des regroupements d'entreprises

Le Groupe applique les dispositions de la norme IFRS 3 *Regroupements d'entreprises* (2008) révisée aux acquisitions survenues depuis le 1^{er} janvier 2010. Cette norme est d'application prospective et est donc sans incidence sur les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010.

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition, en date d'acquisition, qui est la date à laquelle le contrôle est transféré au Groupe. Le contrôle est le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles d'une entité afin d'obtenir les avantages de son activité.

Les principales modifications apportées à la comptabilisation des regroupements d'entreprises postérieurs au 1^{er} janvier 2010 sont les suivantes :

a) Détermination du coût d'acquisition

Les ajustements de prix éventuels du regroupement d'entreprises sont valorisés à la juste valeur à la date d'acquisition.

Dans certains cas, conformément aux dispositions d'IFRS 3 révisée, lorsque la contrepartie versée rémunère une transaction distincte du regroupement d'entreprises, telle que, par exemple, des services futurs, celle-ci est exclue du coût du regroupement d'entreprises.

Enfin, désormais, les coûts liés à l'acquisition, autres que ceux liés à l'émission d'une dette ou de titres de capital, sont constatés en charges de la période et sont essentiellement présentés sur la ligne « Charges externes » du compte de résultat consolidé.

b) Evaluation des intérêts minoritaires

La norme IFRS 3 révisée permet de comptabiliser les intérêts minoritaires soit à leur juste valeur, soit en retenant leur quote-part dans l'actif net de l'entité acquise. Cette option est exerçable, au cas par cas, pour chaque opération de regroupement d'entreprises.

c) Détermination du goodwill

Le Groupe évalue le goodwill à la date d'acquisition comme la différence entre :

- la juste valeur de la contrepartie transférée, augmentée le cas échéant, du montant des intérêts minoritaires et de la juste valeur de la participation précédemment détenue. La participation antérieurement détenue est ainsi réévaluée à la juste valeur par le compte de résultat ;
- et, le solde net des actifs identifiables acquis et passifs repris à la date d'acquisition.

Si cette différence est négative, le gain (*badwill*) résultant de l'acquisition à des conditions avantageuses est comptabilisé immédiatement au compte de résultat.

d) Période d'évaluation et ajustements ultérieurs

Lorsque la comptabilisation initiale d'un regroupement d'entreprises ne peut être déterminée que provisoirement, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour en finaliser la comptabilisation.

Au-delà de cette période, tout ajustement est constaté au compte de résultat.

IAS 27 amendée « États financiers consolidés et individuels »

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique IAS 27 États financiers consolidés et individuels (2008) pour comptabiliser les acquisitions et cessions de participations ne donnant pas le contrôle (dénommés « intérêts minoritaires »). Cette norme a été appliquée prospectivement et n'a pas eu d'impact sur le résultat par action.

a) Modification du pourcentage d'intérêt sans modification du contrôle

Toute acquisition ou cession d'intérêts minoritaires qui n'engendre pas de modifications du contrôle, est désormais comptabilisée comme une transaction entre actionnaires, en capitaux propres. Elle n'affecte donc pas le résultat de la période. La valeur consolidée des actifs et passifs de la filiale y compris le goodwill reste donc inchangée.

b) Perte de contrôle

Lors d'une perte de contrôle, dans un premier temps, le Groupe n'intègre plus les actifs et passifs de la filiale, ni les autres éléments de capitaux propres relatifs à cette filiale. Le profit ou la perte éventuelle résultant de la perte de contrôle est comptabilisé au compte de résultat.

Dans un second temps, si le Groupe conserve une participation dans l'entité concernée, celle-ci est comptabilisée pour un montant égal à sa juste valeur à la date de perte de contrôle. Elle est classée en tant que titre mis en équivalence ou actif financier disponible à la vente, en fonction du niveau d'influence conservé.

c) Pertes attribuables aux intérêts minoritaires

Le résultat global, qu'il soit positif ou négatif, est réparti entre la part Groupe et la part attribuable aux actionnaires minoritaires, même si cela a pour effet de présenter un solde d'intérêts minoritaires négatif.

Dans la mesure où cet amendement est d'application prospective, les intérêts minoritaires négatifs imputés sur les capitaux propres du Groupe avant le 1^{er} janvier 2010 ne sont pas reclassés. Le montant des pertes attribuables aux intérêts minoritaires, mais inclus dans les capitaux propres – part Groupe s'élève, au 31 décembre 2009, à 3,6 millions d'euros.

d) Engagements de rachat d'intérêts minoritaires

En l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS et en conformité avec la recommandation de l'AMF du 4 novembre 2009, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour les engagements de rachat d'intérêts minoritaires. Lors de leur comptabilisation initiale, ces engagements sont comptabilisés en dettes financières pour la valeur actualisée du montant de rachat, en contrepartie de la diminution des intérêts minoritaires. La différence entre la valeur comptable des intérêts minoritaires dont le rachat est anticipé et le montant de la dette estimée est comptabilisée :

- en capitaux propres, pour les transactions postérieures au 1^{er} janvier 2010 ;
- en goodwill, pour les transactions antérieures au 1^{er} janvier 2010.

3.2.3 Autres évolutions des normes applicables à l'exercice ouvert à compter du 1^{er} janvier 2010, sans incidence sur les comptes du Groupe**Normes, amendements ou interprétations**

Amendements à IFRS 2 « Transactions intra-groupe dont le paiement est fondé sur des actions et qui sont réglées en trésorerie »

Améliorations aux IFRS 2007-2009

Amendements à l'IAS 39 « Éléments éligibles à la couverture »

IFRIC 12 « Accords de concession de services »

IFRIC 15 « Contrats de construction de biens immobiliers »

IFRIC 16 « Couvertures d'un investissement net dans une activité à l'étranger »

IFRIC 17 « Distribution d'actifs non monétaires aux propriétaires »

IFRIC 18 « Transfert d'actifs provenant de clients »

Le Groupe n'a pas choisi d'appliquer de manière anticipée les normes et interprétations adoptées par l'Union Européenne et dont l'application n'est pas obligatoire au 1^{er} janvier 2010, notamment les amendements d'IAS 32 « Classement des émissions de droits* » et qui entrent en vigueur pour les exercices ouverts à compter du 1^{er} février 2010.

* Amendement précisant le classement comptable des instruments émis : en capitaux propres ou en instruments de dettes.

3.3 Changement de présentation

3.3.1 Présentation des lignes de crédit

Le Groupe classe désormais les lignes de crédit selon leurs échéances contractuelles et non plus leurs échéances de tirages.

Ce changement de présentation s'est traduit au bilan du 31 décembre 2009 par un reclassement de 605 millions d'euros des « Passifs financiers courants » vers les « Passifs financiers non courants ».

3.3.2 Reclassement des dettes EDF en « Emprunts auprès d'établissements de crédit »

Le Groupe a décidé de reclasser les dettes vis-à-vis des succursales financières d'EDF en « Emprunt auprès d'Établissements de crédit », pour un montant de 640 millions d'euros au 31 décembre 2009.

3.4 Estimations et hypothèses comptables déterminantes

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite de la part de la Direction d'exercer un jugement, d'effectuer des estimations et des hypothèses qui ont un impact sur l'application des méthodes comptables et sur les montants des actifs et des passifs, des produits et des charges ainsi que sur les informations relatives aux actifs et passifs éventuels.

Les estimations réalisées et les hypothèses sous-jacentes retenues sont estimées à partir de l'expérience passée et d'un certain nombre de facteurs considérés comme raisonnables au vu des circonstances actuelles et des prévisions. Les estimations comptables qui en découlent, par définition, pourraient différer des résultats effectifs ultérieurs.

L'utilisation d'estimations et d'hypothèses est particulièrement importante sur les éléments suivants :

3.4.1 Méthode à l'avancement

La méthode à l'avancement est retenue pour constater le chiffre d'affaires et la marge relatifs à des projets destinés à la vente. L'appréciation du degré d'avancement des projets et de la marge à terminaison, attendus à la clôture, reposent sur des estimations et fait appel au jugement. L'expérience montre que les écarts entre les résultats attendus et ceux réalisés sont peu significatifs.

3.4.2 Dépréciation estimée des goodwill et actifs à long terme

Le Groupe soumet les goodwill et les actifs à long terme à des tests de dépréciation, selon la méthode décrite dans la note 3.8 – *Pertes de valeur des actifs non financiers*. Les unités génératrices de trésorerie qui servent de base à ces calculs sont constituées des parcs éoliens et solaires détenus par le Groupe, du portefeuille de projets de génération d'énergie, de l'activité Exploitation et Maintenance et des sites industriels du Groupe. Ces calculs nécessitent de recourir à des estimations, notamment par une modélisation des flux de trésorerie d'exploitation futurs.

3.4.3 Impôts différés

Les impôts différés actifs et passifs représentent un montant significatif des états financiers du Groupe. Ils incluent notamment l'impact des amortissements accélérés pratiqués de façon spécifique sur les parcs éoliens, ainsi que les pertes fiscales liées à

ces amortissements accélérés. La recouvrabilité des impôts différés actifs est appréhendée à partir de la modélisation des résultats futurs.

3.5 Règles de consolidation

La liste des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est donnée en note 32 – *Périmètre*.

Les sociétés contrôlées par le Groupe sont consolidées par intégration globale. Ce contrôle est présumé lorsque le Groupe détient directement ou indirectement plus de la moitié des droits de vote. Il existe également lorsque le Groupe a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de l'entité afin d'obtenir des avantages de ses activités, y compris sans détention d'une majorité de droits de vote.

Les coentreprises sont les entités sur les activités desquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel, qui requiert un accord unanime des actionnaires pour les décisions financières et opérationnelles stratégiques. Elles sont comptabilisées selon la méthode de l'intégration proportionnelle.

Les entreprises associées sont les entités dans lesquelles la Société exerce une influence notable sur les politiques financières et opérationnelles sans en avoir le contrôle. Cette influence notable s'accompagne généralement d'une participation comprise entre 20 % et 50 %. Ces entités sont consolidées selon la méthode de la mise en équivalence et sont comptabilisées initialement au coût.

Tous les soldes bilanciaux, les transactions significatives réalisées entre les sociétés consolidées ainsi que les profits internes sont éliminés.

3.6 Conversion des opérations en devises

3.6.1 Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation des états financiers

Les éléments inclus dans les états financiers de chacune des entités du Groupe sont évalués en utilisant la monnaie du principal environnement économique dans lequel l'entité exerce ses activités (« la monnaie fonctionnelle »). Afin de présenter les états financiers consolidés, les résultats et la situation financière de chaque entité sont convertis en euros, devise fonctionnelle et de présentation du Groupe.

Les éléments du bilan (y compris le goodwill et les ajustements de juste valeur découlant de la consolidation) des entités opérant hors de la zone euro, sont convertis en euros, au taux de change en vigueur à la date de clôture. Les éléments du compte de résultat sont convertis au taux moyen de change de l'exercice. Les écarts de conversion qui en résultent sont comptabilisés en réserve de conversion, en tant que composante distincte des capitaux propres.

3.6.2 Transactions en monnaies étrangères

Les transactions en monnaies étrangères sont enregistrées dans la monnaie fonctionnelle en appliquant le cours de change en vigueur à la date de transaction.

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères à la date de clôture sont convertis en euros en utilisant le cours de change à cette date. Les écarts de change résultant de cette conversion sont comptabilisés en résultat.

3.6.3 Investissement net dans une activité à l'étranger

Les écarts de change résultant de la conversion d'un investissement net dans une activité à l'étranger et des couvertures correspondantes sont comptabilisés en réserve de conversion. Ils sont comptabilisés en résultat lors du remboursement ou de la cession de l'activité à l'étranger.

3.7 Immobilisations

3.7.1 Coût d'acquisition ou de construction

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition ou à leur coût de revient, diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur.

Le coût de revient des immobilisations produites en interne comprend les coûts directs et indirects de développement, hors frais de prospection et frais commerciaux. Ces coûts sont immobilisés

3.7.2 Amortissement des immobilisations corporelles

Les terrains ne sont pas amortis. Les autres immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire afin de ramener le coût de chaque actif à sa valeur résiduelle compte tenu de sa durée d'utilité estimée comme suit :

Fermes éoliennes neuves	20 à 25 ans
Fermes éoliennes rachetées en cours de vie	Selon durée de vie résiduelle, de 8 à 25 ans
Installations photovoltaïques	20 à 25 ans
Centrales de cogénération gaz	12 à 20 ans selon le type d'installation
Installations de production biogaz	Selon la durée des contrats
Centrales hydroélectriques	40 ans sauf conditions juridiques particulières
Installations techniques, matériels et outillages	3 à 6 ans

Les valeurs résiduelles et les durées d'utilité des actifs sont revues et, le cas échéant, ajustées à chaque clôture.

Les pertes ou les profits sur cession d'actifs sont déterminés en comparant les produits de cession à la valeur comptable de l'actif cédé. Ils sont comptabilisés au compte de résultat.

3.7.3 Contrats de location

Les contrats de location ayant pour effet de transférer au Groupe la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété d'un actif sont classés en tant que contrats de location-financement. Un bien ayant les caractéristiques d'un actif corporel utilisé par le Groupe et acquis dans le cadre d'un contrat de location-financement est comptabilisé en immobilisations corporelles pour un montant égal à la juste valeur du bien loué ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location.

3.7.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles qui ont été acquises par le Groupe et qui ont une durée d'utilité finie sont comptabilisées à leur coût diminué du cumul des amortissements et des pertes de valeur. Elles sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité estimée.

à partir du moment où le succès des projets correspondant est probable. Les critères d'activation majeurs sont les suivants :

- l'obtention des promesses de bail ;
- les conditions de vent ou d'ensoleillement jugées suffisantes ;
- un raccordement aux réseaux possible ;
- des études d'impacts sur l'environnement favorables ;
- l'obtention réaliste d'un contrat d'achat d'énergie dans les pays où il n'y a pas d'obligation d'achat ;
- une rentabilité suffisante.

Les coûts d'emprunt des capitaux utilisés pour financer les ouvrages en cours de construction sont capitalisés jusqu'à la date de mise en service des ouvrages et sont amortis sur la durée d'utilité de ces installations.

3.8 Pertes de valeur des actifs non financiers

Conformément à la norme IAS 36 « Dépréciation d'actifs », les actifs incorporels ayant une durée d'utilité indéfinie ainsi que les goodwill font l'objet d'un test annuel de dépréciation ainsi qu'à chaque fois qu'il survient un indicateur de risque que la valeur recouvrable puisse être inférieure à la valeur comptable.

Les actifs qui font l'objet d'un amortissement sont soumis à un test de dépréciation dès lors qu'il survient un indicateur de perte de valeur.

3.8.1 Indicateurs de perte de valeur

Les indicateurs de perte de valeur utilisés au sein du Groupe sont homogènes pour l'ensemble des activités :

- une baisse de plus de 15 % du chiffre d'affaires ou
- une baisse de plus de 15 % de l'EBITDA (*Earnings Before Interests Tax Depreciation and Amortisation : résultat avant intérêts, impôts et amortissements*).

3.8.2 UGT et regroupement d'UGT

Pour la réalisation des tests, les actifs sont regroupés en unités génératrices de trésorerie (UGT), qui représentent, sur la base d'un découpage opérationnel, le niveau le moins élevé générant des flux de trésorerie indépendants. La majorité des actifs corporels du Groupe est constituée d'actifs de production énergétique et essentiellement des parcs éoliens et solaires. Les immobilisations en cours portent également sur ce type d'installations.

Ces actifs sont, à quelques exceptions près, tous intégrés dans une structure juridique dédiée (« la société de projet ») pour laquelle il est possible d'assurer un calcul de flux de trésorerie d'exploitation individualisé.

Le Groupe a ainsi retenu comme unité génératrice de trésorerie (UGT) chacune des entités juridiques détenant les actifs ou groupes d'actifs mentionnés ci-dessus.

En raison de ce choix et de ces conséquences en termes de nombre de groupes d'actifs considérés, il n'y a pas d'UGT individuelle qui représente une part significative du total des actifs.

Les goodwill, quant à eux, peuvent être testés, selon les cas, au niveau d'une UGT ou d'un regroupement d'UGT, dont le niveau maximal est celui du pays.

3.8.3 Méthodologie de réalisation des tests de perte de valeur

Les tests de perte de valeur réalisés reposent généralement sur la détermination de la valeur d'utilité (méthode des flux de trésorerie futurs actualisés) des actifs ou de l'UGT. Dans le cas de certains actifs de production énergétique et dans certains pays, des valeurs de référence issues de marché actifs peuvent exister et être utilisées.

Le taux d'actualisation retenu est déterminé pour chaque groupe d'actifs testé selon la méthode du coût moyen pondéré du capital (WACC). Il tient compte des risques liés aux activités concernées ainsi qu'à la localisation géographique des actifs ou de l'UGT.

Les flux de trésorerie futurs utilisés lors des tests de dépréciation reposent sur des prévisions qui sont remises à jour annuellement. Pour les activités de production énergétique, qui représentent la très grande majorité des actifs à tester, les revenus sont dérivés des contrats de vente à long terme qui couvrent en général la majeure partie de la durée de vie économique des installations ; les coûts comportent des données assez prédictibles : amortissements, coûts de maintenance et d'exploitation, ces derniers étant souvent aussi objets de contrats à long terme.

Les variables susceptibles d'influer significativement sur les calculs sont essentiellement les trois suivantes :

- variations durables du niveau de production d'électricité ;
- évolution des taux d'intérêts et des primes de risque de marché ;
- évolution de la réglementation tarifaire et/ou le régime des subventions directes ou indirectes (*via* la fiscalité). On notera que ce dernier point, important pour les projets futurs, est assez sécurisé pour les centrales en activité.

Sauf événement particulier, le test annuel est réalisé à l'occasion du processus annuel de prévision budgétaire et de plan moyen terme.

3.8.4 Sensibilité à des changements d'hypothèses

Le taux d'actualisation est l'une des hypothèses clés pour lesquelles il pourrait y avoir une variation qui rende la valeur comptable supérieure à la valeur recouvrable. Les analyses montrent que les taux de rupture avant impôt sont au minimum de 8,5 % pour les UGT testées.

3.8.5 Comptabilisation d'une dépréciation

Une dépréciation est comptabilisée à concurrence de l'excédent de la valeur comptable sur la valeur recouvrable de l'actif.

Les pertes de valeur identifiées sont imputées en priorité sur les goodwill, puis aux actifs de l'UGT correspondante. Les pertes de valeur comptabilisées sur les goodwill sont irréversibles.

3.9 Actifs et passifs financiers non dérivés

Les actifs et passifs financiers non dérivés sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

3.9.1 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation non consolidés. Ils sont comptabilisés en date d'arrêté à leur juste valeur. Les plus-values ou moins-values latentes sur ces actifs financiers disponibles à la vente sont constatées en capitaux propres. Les justes valeurs de référence sont les valeurs de marché de ces titres, pour ceux qui sont cotés sur un marché actif. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué des dépréciations.

S'il existe une baisse significative ou durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres en résultat de l'exercice.

3.9.2 Actifs financiers comptabilisés au coût amorti

Les prêts et créances financières sont évalués et comptabilisés au coût amorti diminué d'une éventuelle provision pour dépréciation.

A chaque date d'arrêté des comptes, le Groupe apprécie s'il existe une indication objective de dépréciation d'un actif. Si tel est le cas, le Groupe estime la valeur recouvrable de l'actif et comptabilise une éventuelle perte de valeur en fonction de la catégorie d'actif concerné.

Le montant de la perte est égal à la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus déterminée au taux d'intérêt effectif d'origine de l'actif financier. Le montant de la dépréciation ou de sa reprise est inclus dans le poste « Dépréciation nette des actifs financiers » du résultat financier.

3.9.3 Dettes financières

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier » sur la durée de la dette financière. Lorsqu'ils sont rattachables à la

construction d'un actif éligible, ils sont incorporés dans le coût de construction ou d'acquisition de cet actif.

Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe décomptabilise la dette existante et enregistre un nouveau passif.

3.10 Instruments financiers dérivés

3.10.1 Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes de la norme IAS 39. Le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

3.10.2 Évaluation et comptabilisation

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de prix cotés et de données du marché, disponibles auprès de contributeurs externes.

La variation de juste valeur de ces instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une relation de couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net.

Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, à l'exclusion de l'inefficacité résultant notamment de la séparation de la valeur temps d'un contrat, qui est comptabilisée en résultat financier.

3.10.3 Instruments financiers dérivés qualifiés de couverture

Le Groupe utilise des instruments dérivés pour couvrir son risque de taux et de change.

Les critères retenus par le Groupe pour la qualification d'un instrument dérivé comme une opération de couverture sont ceux prévus par la norme IAS 39, c'est-à-dire :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture doit être comprise entre 80 % et 125 % ;
- dans le cas d'une couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture doit être hautement probable ; et
- une documentation appropriée est établie.

Le Groupe applique les typologies de couverture suivantes :

- **couverture de juste valeur** : Il s'agit d'une couverture des variations de juste valeur d'un actif ou passif comptabilisé au bilan ou d'un engagement ferme d'acheter ou de vendre un actif. Les variations de juste valeur de l'élément couvert attribuables à la composante couverte sont enregistrées en résultat et compensées par les variations symétriques de juste valeur de

l'instrument de couverture, seule la fraction inefficace de la couverture impactant le résultat ;

- **couverture de flux de trésorerie** : Il s'agit d'une couverture des variations de flux de trésorerie futurs sur un actif ou un passif inscrit au bilan, sur une transaction future hautement probable ou sur un engagement ferme de change. Les variations cumulées de juste valeur sont enregistrées dans une rubrique des capitaux propres pour leur partie efficace et en résultat pour la partie inefficace. Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert, ou, lorsqu'il s'agit d'une couverture d'un engagement ferme pour l'acquisition d'actifs non financiers, tels que les turbines, ils sont comptabilisés dans le coût de cet actif non-financier.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

3.11 Stocks

Les stocks sont comptabilisés à leur coût de revient ou à leur valeur nette de réalisation, si celle-ci est inférieure. La valeur nette de réalisation est le prix de vente estimé dans des conditions d'activité normales, déduction faite des coûts estimés pour l'achèvement et des coûts estimés nécessaires pour réaliser la vente.

Le coût des matières et approvisionnements est déterminé à l'aide de la méthode du premier entré – premier sorti ou au coût moyen unitaire pondéré en fonction des activités.

Le coût des travaux en cours englobe les coûts de conception, les matériels inclus dans le projet, les coûts directs de main-d'œuvre, les autres coûts directs et une quote-part de frais généraux fondée sur la capacité normale de production. Il comprend, le cas échéant, des coûts d'emprunt.

3.12 Créances clients

Une dépréciation des créances clients est constituée lorsqu'il existe un indicateur objectif de l'incapacité du Groupe à recouvrer l'intégralité des montants dus dans les conditions initialement prévues lors de la transaction. Des difficultés financières importantes rencontrées par le débiteur, la probabilité d'une faillite ou d'une restructuration financière du débiteur et une défaillance ou un défaut de paiement constituent des indicateurs de dépréciation d'une créance.

3.13 Trésorerie et équivalents de trésorerie et découverts

La rubrique « Trésorerie et équivalents de trésorerie » comprend les liquidités, les dépôts bancaires à vue, les autres placements à court terme très liquides ayant des échéances initiales inférieures ou égales à trois mois et un risque négligeable de variations de valeur. Les découverts bancaires figurent au passif du bilan, dans les « Passifs financiers courants ».

3.14 Capitaux propres

Les actions ordinaires sont classées en tant qu'instruments de capitaux propres.

Les coûts complémentaires directement attribuables à l'émission d'actions ou d'options nouvelles sont comptabilisés dans les capitaux propres en déduction des produits de l'émission, nets d'impôts.

Lorsqu'une des sociétés du Groupe achète des actions de la Société (actions propres), le montant versé en contrepartie, y compris les coûts supplémentaires directement attribuables (nets de l'impôt), est déduit des capitaux propres attribuables aux actionnaires de la Société jusqu'à l'annulation, la réémission ou la cession des actions. En cas de vente ou de réémission ultérieure de ces actions, les produits perçus, nets des coûts supplémentaires directement attribuables à la transaction et de l'incidence fiscale afférente, sont inclus dans les capitaux propres attribuables aux actionnaires de la Société.

3.15 Impôts et taxes

3.15.1 Impôt sur le résultat

L'impôt sur le résultat (charge ou produit) comprend la charge (le produit) d'impôt exigible et la charge (le produit) d'impôt différé. L'impôt est comptabilisé en résultat sauf s'il se rattache à des éléments qui sont comptabilisés directement en capitaux propres ; auquel cas il est comptabilisé en capitaux propres.

L'impôt exigible est le montant estimé de l'impôt dû au titre du bénéfice imposable d'une période, déterminé en utilisant les taux d'impôt qui ont été adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture, et tout ajustement du montant de l'impôt exigible au titre des périodes précédentes.

L'impôt différé est déterminé selon l'approche bilancielle de la méthode du report variable pour toutes les différences temporelles entre la valeur comptable des actifs et passifs et leurs bases fiscales. Les éléments suivants ne donnent pas lieu à la constatation d'impôt différé :

- le goodwill non déductible fiscalement ;
- la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et qui n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable ;
- les différences temporelles liées à des participations dans des filiales dans la mesure où elles ne s'inverseront pas dans un avenir prévisible.

L'évaluation des actifs et passifs d'impôt différé repose sur la façon dont le Groupe s'attend à recouvrer ou régler la valeur comptable des actifs et passifs, en utilisant les taux d'impôt dont l'application est attendue sur l'exercice au cours duquel l'actif sera réalisé ou le passif réglé et qui ont été adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture.

Un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que dans la mesure où il est probable que le Groupe disposera de bénéfices futurs imposables sur lesquels cet actif pourra être imputé. Les actifs d'impôt différé sont réduits dans la mesure où il n'est plus désormais probable qu'un bénéfice imposable suffisant sera disponible.

L'impôt supplémentaire qui résulte de la distribution de dividendes est comptabilisé lorsque les dividendes à payer sont comptabilisés au passif.

3.15.2 Autres impôts et taxes

En France, la création de la Contribution Économique Territoriale, introduite par la loi de Finances 2010, réformant la Taxe Professionnelle, ne génère aucun changement de comptabilisation dans le cadre de l'arrêté des comptes 2010. Comme la Taxe Professionnelle, cette contribution est comptabilisée dans la rubrique « Impôts et Taxes » du Groupe.

3.16 Avantages du personnel

3.16.1 Engagements de retraite

Les régimes de retraite en vigueur dans le Groupe correspondent à des régimes à cotisations définies. Un régime à cotisations définies est un régime de retraite en vertu duquel le Groupe verse des cotisations fixes à une entité indépendante. Dans ce cas, le Groupe n'est tenu par aucune obligation légale ou implicite le contraignant à abonder le régime dans le cas où les actifs ne suffiraient pas à payer, à l'ensemble des salariés, les prestations dues au titre des services rendus durant l'exercice en cours et les exercices précédents.

3.16.2 Indemnités de départ en retraite

Les indemnités de départ en retraite sont rattachées aux régimes à prestations définies, qui désignent les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi qui garantissent aux salariés des prestations futures constituant un engagement futur pour le Groupe.

Le calcul de l'engagement est déterminé suivant un calcul actuariel utilisant la méthode des unités de crédit projetées afin de déterminer la valeur actualisée de l'obligation et le coût des services rendus au cours de l'exercice.

Ce calcul actuariel suppose le recours à des hypothèses actuarielles sur les variables démographiques (mortalité, rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux d'actualisation). Les écarts actuariels constatés sur la période sont peu significatifs et sont comptabilisés directement en résultat de la période, en charges de personnel.

3.16.3 Autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme

Aucune société du Groupe n'offre de régime spécifique correspondant à des avantages postérieurs à l'emploi ou des avantages à long terme à ses salariés. Les salariés du Groupe ne bénéficient pas notamment de tarif spécifique sur l'électricité.

3.17 Autres provisions

Une provision est comptabilisée au bilan lorsque le Groupe a une obligation actuelle juridique ou implicite résultant d'un événement passé et lorsqu'il est probable qu'une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation.

Lorsque l'effet de la valeur temps est significatif, le montant de la provision est déterminé en actualisant les flux de trésorerie futurs attendus au taux, avant impôt, reflétant les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et lorsque cela est approprié, les risques spécifiques à ce passif.

3.17.1 Provisions pour démantèlement

Pour les installations éoliennes et solaires, des provisions pour démantèlement/déconstruction sont constituées, en fonction des conditions liées à l'occupation des terrains ou des toitures : propriété du Groupe ou baux à long terme. Dans ce dernier cas, les provisions sont appréciées en fonction des baux définissant l'état des terrains lors de leur restitution et en fonction du coût probable lorsque l'opération de démantèlement/déconstruction incombe au Groupe.

Un composant « actif de démantèlement » est comptabilisé en contrepartie, puis amorti linéairement sur la durée d'utilité du bien subséquent.

3.17.2 Provisions pour litiges

Dans le cadre normal des activités du Groupe, des litiges peuvent naître avec des tiers et des procédures peuvent être engagées. Des provisions sont déterminées en fonction de l'appréciation des risques attachés à chaque dossier, lorsqu'une estimation du coût est possible.

3.17.3 Provisions pour garanties

Dans le cadre de son activité de vente de centrales photovoltaïques réalisées au titre de programmes de défiscalisation, le Groupe s'engage contractuellement, sur certains programmes, à assurer le remplacement des batteries et comptabilise à ce titre une provision. Par ailleurs, le Groupe comptabilise des provisions afin de faire face aux différentes obligations liées aux garanties octroyées aux utilisateurs.

3.18 Reconnaissance des produits et des charges

3.18.1 Vente de biens et prestations de service

Les produits des activités ordinaires incluent les ventes d'électricité et produits associés, les ventes de prestations d'exploitation-maintenance et certains contrats de développement et de construction de projets. Ils figurent nets des rabais et des remises, et déduction faite des ventes intra-groupes.

Les produits provenant des prestations de services sont comptabilisés dans le compte de résultat en fonction du degré d'avancement de la prestation à la date de clôture. Le degré d'avancement est évalué par référence aux travaux exécutés. Pour les contrats de prestations continues, le degré d'avancement est mesuré aux vues des dates contractuelles.

Les produits provenant de la vente de biens sont comptabilisés dans le compte de résultat lorsque les risques et avantages significatifs inhérents à la propriété des biens ont été transférés à l'acheteur.

Aucun produit n'est comptabilisé lorsqu'il y a une incertitude significative quant à la recouvrabilité de la contrepartie due, aux coûts encourus ou à encourir associés à la prestation ou au retour possible des biens en cas de droit d'annulation de l'achat, et lorsque le Groupe reste impliqué dans la gestion des biens.

3.18.2 Contrats de construction

Dans la quasi-totalité des cas, le résultat d'un contrat de construction peut être estimé de façon fiable, les produits et les coûts du contrat sont comptabilisés dans le compte de résultat en fonction du degré d'avancement du contrat. Le degré d'avancement est évalué par référence aux travaux déjà exécutés et aux coûts à terminaison réappréciés lors des clôtures comptables. Une perte attendue est immédiatement comptabilisée en résultat.

3.18.3 Pénalités à recevoir ou à verser dans le cadre de la construction et/ou de l'exploitation d'un parc

Dans le cadre de la construction et/ou de l'exploitation des parcs, le Groupe peut être amené à percevoir ou à verser des indemnités aux fournisseurs de turbines et de panneaux solaires en fonction de critères contractuels qui varient selon les projets.

Lorsque ces indemnités perçues ont pour objectif de compenser une perte d'exploitation, celles-ci sont comptabilisées en produits d'exploitation. En revanche, lorsqu'elles sont assimilables à une remise sur le prix d'achat des turbines, elles sont comptabilisées en réduction du coût de construction du projet.

A l'inverse, certains contrats prévoient que si les performances du bien sont supérieures à des seuils contractuels, le Groupe s'engage à reverser une indemnité aux fournisseurs de turbines ou de panneaux. Dans ces cas-là, les montants à verser sont comptabilisés en charges d'exploitation au cours de l'exercice au titre duquel ils sont dus.

3.18.4 Subventions publiques

Subventions liées à des actifs

Les subventions publiques sont reconnues à leur juste valeur lorsqu'il existe une assurance raisonnable qu'elles seront reçues et que le Groupe se conformera aux conditions attachées à ces subventions. Les subventions qui couvrent en totalité ou partiellement le coût d'un actif sont présentées dans un compte de produits différés au passif (« Subventions d'Investissement ») et comptabilisées dans le compte de résultat au niveau du résultat opérationnel de façon systématique sur la durée d'utilité de l'actif faisant l'objet de la subvention.

Crédits d'impôts sur investissements

Les subventions d'investissement reçues sous forme de crédit d'impôt, notamment les « *Investment Tax Credit* » en vigueur aux États-Unis pour les projets solaires et éoliens, sont comptabilisées en tant que subventions liées à des actifs.

Subventions liées au résultat

Les subventions qui compensent des charges encourues par le Groupe sont comptabilisées de façon systématique en tant que produits dans le compte de résultat de la période au cours de laquelle les charges ont été encourues.

3.18.5 Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont comptabilisés en résultat financier, selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

3.18.6 Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés en résultat financier lorsque le droit de recevoir le dividende est établi.

3.18.7 Paiements au titre de location simple

Les paiements au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges sur une base linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages reçus font partie intégrante du total net des charges locatives et sont comptabilisés en résultat selon la même règle.

3.18.8 Paiements au titre de contrats de location-financement

Les paiements minimaux au titre d'un contrat de location-financement sont ventilés entre charges financières et amortissements de la dette. La charge financière est affectée à chaque période couverte par le contrat de location de manière à obtenir un taux d'intérêt effectif périodique constant à appliquer au solde de la dette restant dû.

3.18.9 Résultat financier net

Le résultat financier net comprend les intérêts à payer sur les dettes financières, calculés en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif, les intérêts à recevoir sur les placements, les produits provenant des autres dividendes, les profits et pertes de change et les profits et pertes sur les instruments de couverture qui sont comptabilisés dans le compte de résultat.

3.19 Distribution de dividendes

Les distributions de dividendes aux actionnaires de la Société sont comptabilisées en tant que dette dans les états financiers du Groupe au cours de la période durant laquelle les dividendes sont approuvés par les actionnaires de la Société.

3.20 Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Sont classés comme « détenus en vue de la vente », les actifs non courants ou groupes d'actifs et de passifs destinés à être cédés, dont la valeur comptable sera recouvrée principalement par le biais d'une vente plutôt que par leur utilisation continue. Immédiatement avant leur classement dans cette rubrique, ils sont évalués selon les principes comptables et normes qui leur sont applicables. Ensuite, lors de cette classification, ils sont évalués pour le montant le plus faible entre leur valeur comptable et leur juste valeur diminuée des coûts de vente. Les pertes de valeur éventuelles en résultant sont comptabilisées en résultat ainsi que les profits et pertes ultérieurs.

Une activité abandonnée est une composante de l'activité du Groupe qui représente une ligne d'activité, une région géographique principale et distincte ou une filiale acquise exclusivement en vue de la revente.

La classification comme activité abandonnée a lieu au moment de la cession ou à une date antérieure lorsque l'activité satisfait aux critères pour être classée comme détenue en vue de la vente.

Aucun actif, groupe d'actif ou opération du Groupe ne répond à cette définition au 31 décembre 2010.

NOTE 4 Information sectorielle

4.1 Information par zone géographique

Un secteur est une composante distincte du Groupe qui est engagée dans la fourniture de biens et de services qui sont, soit liés entre eux (secteur d'activité), soit dans un environnement économique particulier (secteur géographique) et qui est exposée à une rentabilité et à des risques différents de ceux des autres secteurs.

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risque et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par zone géographique en fonction de l'implantation des actifs est privilégiée dans le Groupe, qui a par conséquent opté pour une sectorisation géographique.

4.1.1 Exercice clos le 31 décembre 2010

<i>(en milliers d'euros)</i>	Europe	Amériques	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires externe	1 034 635	538 658	-	1 573 293
Autres produits opérationnels	141 742	30 592	-	172 334
TOTAL PRODUITS	1 176 377	569 250	-	1 745 627
Charges opérationnelles	(908 944)	(365 620)	-	(1 274 564)
Provisions opérationnelles	(33 844)	(2 820)	-	(36 664)
Dotations aux amortissements	(93 479)	(53 488)	-	(146 967)
Résultat opérationnel par secteur	140 110	147 322	-	287 432
Coût de l'endettement financier net	(60 028)	(61 545)	-	(121 574)
Autres charges et produits financiers	(18 202)	(1 146)	-	(19 346)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	460	-	-	460
Impôt sur le résultat	(29 982)	(31 390)	-	(61 373)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	32 358	53 241	-	85 599
Autres informations				
Actifs sectoriels	5 915 363	1 783 722	(512 658)	7 186 427
Passifs sectoriels	5 399 465	2 299 620	(512 658)	7 186 427
Entreprises associées	56 000	-	-	56 000
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	865 100	450 841	-	1 315 941

4.1.2 Exercice clos le 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	Europe	Amériques	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires externe	739 537	433 540	-	1 173 077
Autres produits opérationnels	79 138	24 966	-	104 104
TOTAL PRODUITS	818 675	458 506	-	1 277 181
Charges opérationnelles	(588 950)	(339 863)	-	(928 813)
Provisions opérationnelles	(15 083)	176	-	(14 907)
Dotations aux amortissements	(67 923)	(35 410)	-	(103 333)
Résultat opérationnel par secteur	146 719	83 409	-	203 128
Coût de l'endettement financier net	(40 105)	(40 772)	-	(80 877)
Autres charges et produits financiers	(22 460)	(681)	-	(23 141)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	(194)	-	-	(194)
Impôt sur le résultat	(6 616)	(14 774)	-	(21 390)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	77 344	27 182	-	104 526
Autres informations				
Actifs sectoriels	5 160 358	1 606 581	(641 822)	6 125 117
Passifs sectoriels	4 518 536	2 248 403	(641 822)	6 125 117
Entreprises associées	34 867	-	-	34 867
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	824 071	408 355	-	1 232 426

4.2 Information par activité

4.2.1 Exercice clos le 31 décembre 2010

<i>(en milliers d'euros)</i>	Production	Exploitation/ Maintenance	Développement – Vente d'Actifs Structurés	Énergies Réparties	Éliminations	Total
Produits provenant des clients externes	461 037	54 832	714 331	343 093	-	1 573 293
Valeur comptable des actifs	4 800 846	130 874	3 827 904	520 338	(2 093 535)	7 186 427
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	930 726	717	445 445	54 862	(115 809)	1 315 941

4.2.2 Exercice clos le 31 décembre 2009

<i>(en milliers d'euros)</i>	Production	Exploitation/ Maintenance	Développement – Vente d'Actifs Structurés	Énergies Réparties	Éliminations	Total
Produits provenant des clients externes	362 052	34 253	497 595	279 177	-	1 173 077
Valeur comptable des actifs	3 796 640	89 256	3 472 629	510 517	(1 743 925)	6 125 117
Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	914 150	6 620	372 467	56 152	(116 963)	1 232 426

4.3 Évolution du chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe augmente de 34,1 %, s'établissant à 1 573,3 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 1 173,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. A taux de change constant, la progression est de 31,6 %. Tous les métiers du Groupe participent à cette progression :

- ▶ l'activité de Production d'électricité enregistre une augmentation de 27,3 % de son chiffre d'affaires. La production proprement dite atteint 6,1 TWh en progression de 25 % par rapport à l'année antérieure. Cette bonne performance est obtenue malgré un effet année pleine limité du fait de mises en service significatives de centrales électriques intervenues plutôt en début d'année 2009 en Europe, et plutôt au deuxième semestre en 2010. A noter également un effet de périmètre négatif avec la cession à mi-année des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin dans les DOM-TOM, ainsi que l'arrêt de l'unité de cogénération de Mulhouse au terme de son contrat de douze années d'exploitation. Ajusté de ces sorties de périmètre, le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 32,2 % et la production en TWh de 28,2 % ;
- ▶ l'activité Exploitation - Maintenance connaît une croissance importante essentiellement du fait de la consolidation en intégration globale du groupe Allemand REETEC, EDF Energies Nouvelles ayant porté à 72 % sa participation dans cette société au cours du premier semestre 2010. En 2009, le groupe REETEC était consolidé en mise en équivalence ;
- ▶ l'activité DVAS a enregistré une année 2010 exceptionnelle. Les grandes réalisations sont en France dans le solaire photovoltaïque avec la vente de 44,2 MWC de centrales au sol et de 15,7 MWC de grandes toitures (industrielles, commerciales et hangars), et aux États-Unis dans l'éolien avec l'achèvement du projet Linden (50 MW), ainsi que la vente du projet Nobles (201 MW). A noter également dans l'éolien, la vente du projet Canton du Quesnoy (10 MW) en France ;
- ▶ enfin, l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties a été portée par la bonne performance de son cœur de métier, à savoir l'activité d'installations de systèmes photovoltaïques pour les particuliers et les professionnels portée par EDF ENR Solaire ⁽¹⁾, ainsi que par la vente de modules et systèmes solaires par le groupe Teneosol en Europe, notamment en Allemagne et en Italie. En revanche, les activités de ventes de pompes à chaleur (Ribo) et d'appareils à chauffage à bois (Supra), qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont souffert de la conjoncture économique et des réductions de crédit d'impôts, dont les effets combinés amènent les particuliers à différer leurs dépenses d'investissement, ou à rechercher des produits d'entrée de gamme où les marges sont plus faibles.

4.3.1 Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 39,9 % passant de 739,5 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 1 034,6 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation s'explique comme suit :

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Production d'électricité progresse de 19,8 %, passant de 271,2 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 324,7 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une hausse de 53,6 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :

- l'effet année pleine de la mise en service en 2009 des parcs éoliens en France (101,1 MW nets), en Italie (27,2 MW nets), en Turquie (22,5 MW nets), en Grèce (19,8 MW nets), au Portugal (20 MW nets), au Royaume-Uni (19 MW nets) et en Belgique (5,5 MW nets off-shore) ; des centrales photovoltaïques en France (18,5 MWC nets), et en Italie (9 MWC nets) ; et enfin d'une centrale de biogaz en France (1,4 MW nets),
- la mise en service en 2010 des nouveaux parcs éoliens en Grèce (63 MW nets), en Italie (36,8 MW nets), au Royaume-Uni (25 MW nets), en France (20,7 MW nets), en Turquie (17,1 MW nets) et en Allemagne (4,6 MW nets). Dans le solaire photovoltaïque, l'année 2010 a été marquée par la très forte croissance des mises en service (+ 127,8 MW nets), qui ont eu lieu en Italie (58,1 MW nets), en France (42,2 MW nets), en Espagne (21,5 MW nets) et en Grèce (6 MWC).

Par ailleurs, les centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin sont sorties du périmètre en 2010. A périmètre constant, la progression du chiffre d'affaires Production en Europe est de 25,6 %.

La production annuelle 2010 en données consolidées en Europe s'est élevée à 3,31 TWh (soit 19,6 % de plus qu'en 2009 et 25,3 % de plus, hors Jarry, Saint-Martin). Pour les centrales de production qui étaient déjà en fonctionnement au 1^{er} janvier 2009 (la comparaison étant plus difficile pour celles qui ont été mises en service depuis), les productions constatées sont globalement meilleures en 2010 qu'en 2009, notamment dans l'éolien au Portugal et dans l'hydraulique en Bulgarie. En termes d'évolution tarifaire, le Royaume-Uni a bénéficié d'un effet prix favorable, les prix de gros de l'électricité ayant commencé à remonter au deuxième semestre, après un point bas en 2009.

- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 182,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 341 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette forte croissance s'explique par l'importance des cessions de projets photovoltaïques :
 - en 2009, le Groupe avait cédé 11,6 MWC de projets en toitures (toitures industrielles, commerciales et hangars agricoles) ainsi que le projet Mangassaye (5,1 MWC),
 - en 2010, le Groupe a vendu 15,7 MWC de projets en toitures ainsi que 46,2 MWC de centrales au sol (3 tranches du projet de Gabardan et une tranche du projet de Saint-Symphorien) pour des raisons réglementaires ;
- ▶ le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance est de 25,8 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il s'élevait à 6,4 millions d'euros au 31 décembre 2009. Cette augmentation s'explique par l'entrée en périmètre de la société REETEC en Allemagne, consolidée désormais en intégration globale alors qu'elle était mise en équivalence en 2009 ;
- ▶ le chiffre d'affaires réalisé par l'ensemble EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales au 31 décembre 2010 s'élève à 343,1 millions d'euros, contre 279,2 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 22,9 %. Cette augmentation de 63,9 millions d'euros s'explique principalement par :
 - la bonne performance des activités dans le solaire photovoltaïque, portées par EDF Energies Nouvelles Réparties SA, EDF ENR Solaire et Teneosol. La croissance de l'activité de ventes de systèmes solaires pour l'intégré-bâti (EDF ENR SA et EDF ENR Solaire)

(1) Au 1^{er} juillet Photon technologies a changé de nom et est devenu EDF ENR Solaire.

provient du développement des installations clé en main auprès des particuliers (BtoC), et de la progression des ventes aux professionnels (BtoB). A titre d'illustration, EDF ENR Solaire a réalisé 3 759 installations auprès des particuliers en 2010 à comparer à 3 460 fin 2009, et installé 13,6 MWc (dont 10,7 MWc clé en main) chez les professionnels à comparer à 6,5 MWc en 2009. Par ailleurs, le groupe Tenesol connaît également une bonne année avec la progression des ventes de modules en Europe, notamment en Allemagne et Italie,

- en revanche, l'activité d'appareils de chauffage à bois (Supra) et de pompes à chaleur (Ribo) est en retrait. Ces deux activités ont en effet connu une année difficile. Supra et Ribo ont souffert de la conjoncture économique ayant par essence eu un impact plus fort sur l'investissement que sur la consommation des ménages, et ont par ailleurs été pénalisées par la réduction du crédit d'impôt.

4.3.2 Amériques

Le chiffre d'affaires pour la zone Amériques s'élève à 538,7 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 433,6 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,2 %. A taux de change constant, il augmente de 17,7 %.

- le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 90,9 millions d'euros en 2009 à 136,3 millions d'euros en 2010, soit une hausse de quasiment 50 % liée principalement à :
 - l'effet année pleine de la mise en service en 2009 du parc éolien d'Hoosier (106 MW nets) aux États-Unis et d'une partie du parc de la Ventosa (37,5 MW nets) au Mexique,
 - les mises en services en 2010 des parcs solaires d'Elmsley East&West et de Saint Isidore A au Canada (35,3 MWc), celle du projet biogaz Beacon (50 MW nets) aux États-Unis ainsi que la seconde partie du parc éolien de la Ventosa (30 MW nets),
 - un effet de change favorable. A taux de change constant, la hausse est de 40,9 %.

La production 2010 de la zone Amériques s'élève à 2,82 TWh, en progression de 31,8 % par rapport à 2009.

- le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 314,9 millions d'euros en 2009 à 373,4 millions d'euros en 2010, soit une hausse de 18,6 %. En effet :

- en 2009, il concernait principalement la vente des projets éoliens de Crane Creek (99 MW), de Spearville 2 (48 MW) et la vente à l'avancement de Linden (50 MW),
- en 2010, il comprend principalement la vente du projet éolien de Nobles (201 MW) ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance, après deux années de forte croissance, se stabilise à un haut niveau. Il passe de 27,8 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 29 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une augmentation de 4,3 %. A taux de change constant, il est quasiment stable. A fin décembre 2010, 4 800 MW et 5 300 turbines sont sous contrat d'exploitation-maintenance pour compte propre et pour compte de tiers.

4.4 Résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Groupe est de 287,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 230,1 millions d'euros au 31 décembre 2009, soit une progression de 24,9 % en intégrant les dépréciations d'actifs et les provisions effectuées sur les activités ENR (31,7 millions d'euros) (cf. note 1 – Informations générales).

4.4.1 Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe passe de 146,7 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 140,1 millions d'euros au 31 décembre 2010 soit une diminution de 4,5 %, parce qu'il porte les mesures de provision et dépréciations des activités ENR. Hors éléments non récurrents (*badwill* de Monte Grighine en 2009 et provisions pour risques et charges ainsi que dépréciations d'actifs Supra et Ribo en 2010), la progression est de 35,9 %.

4.4.2 Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe dans la zone Amériques passe de 83,4 millions d'euros au 31 décembre 2009 à 147,3 millions d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de 76,6 %. A taux de change constant, la hausse est de 64,2 %.

NOTE 5 Autres produits et charges opérationnels

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Résultat de déconsolidation ⁽¹⁾	11 657	351
Résultat de cession des immobilisations ⁽²⁾	2 568	(892)
Subventions d'exploitation ⁽³⁾	28 406	26 293
Autres charges ⁽⁴⁾	(15 031)	(13 623)
Autres produits ⁽⁴⁾	18 875	49 760
TOTAL DES AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	46 475	61 889
Dont autres charges opérationnelles	(125 859)	(42 215)
Dont autres produits opérationnels	172 334	104 104

(1) Les résultats de déconsolidation en 2010 s'expliquent essentiellement par les cessions des centrales thermiques de Jarry et Saint Martin.

(2) Le résultat de cession correspond essentiellement à la cession d'actifs en France. Soit des valeurs comptables d'immobilisations cédées pour 109 millions d'euros et des produits de cessions pour 110,9 millions d'euros (ces deux postes sont principalement liés aux opérations de cessions-bail).

(3) Les subventions d'exploitation proviennent principalement de l'exploitation des parcs éoliens américains générateurs de PTC (Production Tax Credit : crédits fiscaux américains calculés sur la production d'énergie éolienne).

(4) Les autres produits et charges opérationnels s'expliquent essentiellement par des indemnités de perte d'exploitation, des pénalités en notre faveur, des indemnités d'assurance, des créances irrécouvrables et des royalties. Pour rappel, au 31 décembre 2009, les autres produits incluaient un badwill de 20,3 millions d'euros relatif à l'acquisition du parc éolien de Monte Grighine.

NOTE 6 Personnel

6.1 Frais de personnel

Le montant des charges de personnel se décompose de la manière suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Rémunérations et avantages au personnel	(144 582)	(97 762)
Charges sociales et fiscales	(35 267)	(27 393)
TOTAL	(179 849)	(125 155)
Actions gratuites et assimilées	(3 636)	(2 917)
CHARGES LIÉES AU PAIEMENT SUR BASE D' ACTIONS	(3 636)	(2 917)
CHARGES DE PERSONNEL	(183 485)	(128 072)

6.2 Paiements sur base d'actions

Le Conseil d'administration a mis en place des plans d'attribution d'actions gratuites au bénéfice des dirigeants et des salariés en France :

- le 12 novembre 2009, deux plans attribuaient un total de 81 122 actions ;
- le 10 novembre 2010, deux plans attribuent un total de 99 527 actions.

La juste valeur de ces plans d'attribution d'actions gratuites est basée sur le cours de l'action à la date de chaque Conseil d'administration attribuant les actions gratuites et calculée *pro rata temporis* sur la durée des plans (deux ans). La charge est de

2,2 millions d'euros dont 1,9 million d'euros, ont été comptabilisés en contrepartie des capitaux propres.

Pour les filiales étrangères, un mécanisme similaire a été mis en place consistant à remettre aux bénéficiaires un nombre d'unités selon le même principe que le plan d'attribution d'actions gratuites. A l'issue de la période d'acquisition, le bénéficiaire ne percevra pas des actions gratuites mais un équivalent en trésorerie. Conformément à IFRS 2, l'évaluation de ce plan repose sur le cours de clôture de l'action au 31 décembre 2010 et n'intègre pas de dividendes attendus. La contrepartie de la charge pour 1,4 million d'euros a été comptabilisée en dette.

L'acquisition des actions gratuites ou des unités s'effectue sur une période de 2 ou 3 ans et pour partie, est soumise à l'atteinte de résultats opérationnels.

6.3 Effectifs moyens

Effectifs moyens	31/12/2010	31/12/2009
Employés	2 028	1 664
Cadres et ingénieurs	811	602
TOTAL	2 839	2 266

Par convention, l'effectif des sociétés en intégration proportionnelle est pris en compte à due concurrence du pourcentage d'intégration.

NOTE 7 Résultat financier

7.1 Coût de l'endettement financier

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Produit d'intérêt sur opérations de financement	11 613	13 974
Charges d'intérêt sur opérations de financement	(135 177)	(93 426)
Inefficacité nette des couvertures de juste valeur s/endettement	163	-
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/endettement	1 827	(1 425)
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	(121 574)	(80 877)

Les **produits d'intérêts** comprennent essentiellement des intérêts sur des actifs financiers et des produits de cession de valeurs mobilières de placement.

Les **charges d'intérêts** sur opérations de financement correspondent principalement à des intérêts sur financements de projets et des commissions bancaires.

7.2 Autres produits et charges financiers

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Variation de juste valeur des dérivés de transactions	474	769
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/exploitation	938	1 012
Résultat net de change	2 112	(8 796)
Résultat de cession d'actifs disponibles à la vente	121	3 237
Dépréciation nette des actifs financiers ⁽¹⁾	(15 234)	(19 501)
Résultat d'actualisation	1 680	363
Autres produits et charges financiers	(9 437)	(225)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(19 346)	(23 141)

(1) En 2010, (13,1) millions d'euros de provisions financières ont été constatées sur l'activité ENR (cf. note 1 – Informations générales). En 2009, la créance détenue sur la société Silpro, placée en liquidation judiciaire, avait été intégralement provisionnée.

EDF Energies Nouvelles emprunte en euros et convertit la somme au cours du jour dans la devise souhaitée, ce qui génère des pertes ou gains de change lors de la valorisation du compte courant à chaque clôture comptable. Pour les neutraliser, le Groupe souscrit des instruments dérivés dont la variation de juste valeur, soit (30,8) millions d'euros, annule les pertes ou gains de change constatés.

NOTE 8 Impôts sur le résultat global

8.1 Charge d'impôts sur le résultat

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Impôts exigibles	(9 968)	(17 582)
Impôts différés	(51 405)	(3 808)
TOTAL	(61 373)	(21 390)

La preuve d'impôt est présentée en note 24.4.

8.2 Impôts sur les autres éléments du résultat global

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Impôts sur la variation de juste valeur des instruments financiers de couverture	15 325	3 106
Impôts sur les différences de conversion	254	134
IMPÔTS SUR LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	15 579	3 240

NOTE 9 Résultats par action

(en euros)	31/12/2010	31/12/2009
Résultat net consolidé	85 598 588	104 524 885
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG)	106 074 730	97 944 597
Nombre d'actions ordinaires émises	77 568 416	77 568 416
Actions propres détenues par le Groupe	(194 035)	(220 289)
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation utilisé pour le calcul du résultat par action – de base	77 374 381	77 348 127
Actions ordinaires potentielles ayant un effet dilutif	41 058	41 442
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation utilisé pour le calcul du résultat dilué par action	77 415 439	77 389 569
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DE BASE PAR ACTION ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES (RNPG) EN EURO	1,37	1,27
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DILUÉ PAR ACTION ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES (RNPG) EN EURO	1,37	1,27

Aucune variation de capital n'a été constatée depuis l'augmentation de capital réalisée par EDF Energies Nouvelles SA, le 18 septembre 2008. Le capital social est dès lors composé de 77 568 416 actions.

Au 31 décembre 2010, le nombre d'actions retenu au dénominateur pour le calcul du résultat par action est de 77 374 381. Il tient compte de la déduction du nombre d'actions propres détenues par

le Groupe dans le cadre du programme de liquidité et du programme de rachat d'actions pour couvrir les plans d'actions gratuites mis en place pour un total de 194 035 actions. Par ailleurs, le nombre d'actions ordinaires potentielles non prises en compte pour le calcul du résultat dilué par action (car ayant un effet relutif) est de 58 595 au 31 décembre 2010 et de 44 780 au 31 décembre 2009.

NOTE 10 Goodwill

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Valeur brute	131 238	119 297
Cumul des pertes de valeur	(14 442)	(3 025)
VALEUR NETTE COMPTABLE	116 796	116 272

L'évolution de la valeur comptable des goodwill est la suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Valeur nette comptable à l'ouverture	116 272	105 839
Augmentations	8 386	27 782
Pertes de valeur	(11 081)	(697)
Écarts de conversion	2 997	335
Autres mouvements	222	(16 987)
VARIATION TOTALE	524	10 433
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	116 796	116 272

Les goodwill **nets** de 116,8 millions d'euros sont essentiellement constitués des éléments suivants :

- aux États-Unis, des goodwill nets pour 36,9 millions d'euros correspondant à l'acquisition d'enXco, de la société d'exploitation de biogaz Beacon et de la société de projets éoliens Corona ;
- en France, du goodwill sur la société EDF ENR Solaire pour 24,1 millions d'euros ;
- en Grèce, de la valorisation du *put* sur minoritaires pour l'acquisition de 25 % de EEN Hellas et du goodwill sur RETD pour un montant total de 20,9 millions d'euros ;
- en Turquie, du goodwill sur l'acquisition du groupe Polat Enerjy pour 11,9 millions d'euros ;

- au Royaume-Uni, du goodwill net sur Cumbria pour 7,7 millions d'euros ;
- en Bulgarie, des goodwill nets de 4,3 millions d'euros ;
- en Espagne, du goodwill sur Fotosolar pour 3,7 millions d'euros ;
- et en Belgique, 3,5 millions d'euros liés à l'acquisition de Verdesis.

Les principales **variations sur les goodwill** concernent les acquisitions de Beacon et Corona aux États-Unis pour 7,3 millions d'euros, la prise de contrôle de REETEC pour 0,7 million d'euros, les dépréciations de goodwill comptabilisées essentiellement sur l'activité ENR pour (10,3) millions d'euros (cf. note 1 – *Informations générales*) et les écarts de conversion pour 3 millions d'euros.

NOTE 11 Immobilisations incorporelles

L'évolution de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est la suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Valeur brute	45 680	26 982
Amortissements et provisions	(17 739)	(7 791)
VALEUR NETTE COMPTABLE	27 941	19 191

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Valeur nette comptable à l'ouverture	19 191	11 742
Acquisitions	3 486	10 262
Cessions	(69)	(51)
Amortissements de la période et pertes de valeur	(10 055)	(2 936)
Variation de périmètre	13 707	74
Écarts de conversion	1 445	(20)
Autres mouvements	236	120
VARIATION NETTE	8 750	7 449
VALEUR NETTE COMPTABLE À LA CLÔTURE	27 941	19 191

Les **immobilisations incorporelles** incluent principalement les logiciels informatiques, les brevets ainsi que des droits incorporels sur le parc Chanarambie liés aux MIPS (*Minnesota Incentive Program* : avantages fiscaux accordés par l'État du Minnesota visant à faciliter l'accès à l'installation des énergies renouvelables aux particuliers). Les brevets et les MIPS américains sont des droits incorporels amortis sur dix ans.

Les **acquisitions** de 3,5 millions d'euros sur l'année 2010 représentent principalement des acquisitions de logiciels notamment aux États-Unis.

Les 13,7 millions d'euros de variation de périmètre correspondent essentiellement à des droits incorporels (concessions et contrats) reconnus au titre du regroupement d'entreprise de Beacon pour 14,7 millions d'euros et à la sortie de la centrale thermique Jarry pour 1,2 million d'euros.

Les **amortissements et pertes de valeur** de l'exercice de (10,1) millions d'euros se composent de (5,3) millions d'euros de dotations aux amortissements et de (4,8) millions d'euros de dépréciations principalement sur des immobilisations incorporelles dans certaines sociétés de l'activité ENR pour (4,7) millions d'euros (cf. note 1 – *Informations générales*).

NOTE 12 Immobilisations corporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Terrains	20 184	11 089
Installations techniques, matériel, outillage	3 525 713	2 557 927
Autres immobilisations	32 548	22 580
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	1 165 034	1 002 070
IMMOBILISATIONS CORPORELLES NETTES	4 743 479	3 593 666

(en milliers d'euros)	01/01/2010	Augmentation	Diminution	Écart de conversion	Autres Mouvements	31/12/2010
Terrains	11 089	9 150	(319)	349	168	20 437
Installations techniques, matériel, outillage	2 854 860	126 327	(110 815)	84 150	1 002 042	3 956 564
Autres immobilisations	51 218	12 567	(3 973)	1 560	10 853	72 225
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	1 002 124	1 164 411	(3 805)	31 458	(1 029 102)	1 165 086
Valeurs brutes	3 919 291	1 312 455	(118 912)	117 517	(16 039)	5 214 312
Amortissements	(325 206)	(152 337)	9 587	(8 113)	10 521	(465 548)
Pertes de valeur	(419)	(5 157)	288	2	1	(5 285)
Valeurs nettes	3 593 666	1 154 961	(109 037)	109 406	(5 517)	4 743 479

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Augmentation	Diminution	Écart de conversion	Autres mouvements	31/12/2009
Terrains	8 227	2 829	-	(37)	70	11 089
Installations techniques, matériel, outillage	1 816 287	82 506	(22 642)	(6 181)	984 890	2 854 860
Autres immobilisations	45 019	6 055	(5 757)	203	5 698	51 218
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	709 619	1 130 774	(4 619)	7 156	(840 806)	1 002 124
Valeurs brutes	2 579 152	1 222 164	(33 018)	1 141	149 852	3 919 291
Amortissements	(228 169)	(107 527)	4 483	(856)	6 863	(325 206)
Pertes de valeur	(917)	-	-	-	498	(419)
Valeurs nettes	2 350 066	1 114 637	(28 535)	285	157 213	3 593 666

INSTALLATIONS TECHNIQUES, MATÉRIEL ET OUTILLAGE

Les augmentations correspondent principalement aux opérations suivantes :

- ▶ cessions bail et immobilisations acquises en crédit-bail pour 97,5 millions d'euros concernant les projets solaires en France de Sainte Tulle et Manosque, en Italie avec plusieurs projets dont les plus importants sont Marrubiu et Terralba ainsi que les installations de biogaz en Belgique chez Verdesis ;
- ▶ investissements solaires pour 21,6 millions d'euros concernant principalement des parcs français et italiens ainsi que de nouvelles installations photovoltaïques dans le cadre du développement de l'activité solaire de Teneosol.

Les diminutions correspondent principalement aux opérations suivantes :

- ▶ cessions bail pour (97,4) millions d'euros dont le détail est donné dans l'explication des « augmentations » ;
- ▶ cessions d'actifs en France.

Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

- ▶ les mises en service d'actifs de production d'énergies renouvelables qui se détaillent pour l'essentiel de la manière suivante :
 - en Italie sur le parc éolien Monte Grighine et sur les parcs solaires Priolo, Loreo, Marrubiu 1&2, Uras 1&2, Terralba ainsi que plusieurs parcs de moins de 5MwC chacun,
 - en France sur les parcs solaires de Gabardan 1 & 4 & Trackers, Puylobier, Montendre, Pierrefonds et sur le parc éolien de Corbières Méditerranée,
 - au Canada sur les parcs solaires Saint Isidore A, Elmsley East & West,
 - au Mexique sur le parc éolien la Ventosa,
 - en Grèce sur le parc solaire Xirokambi et sur les parcs éoliens Fokida 2&3 et Skopies,
 - en Espagne sur les parcs solaires Casatejada et Valdecaballeros,
 - en Angleterre sur les parcs éoliens Burnfoot et Rusholme,
 - en Turquie sur le parc éolien de Soma 1,
 - en Allemagne sur le projet Habscheid,

- en Bulgarie sur le projet Germanea ;

- ▶ l'acquisition de la société Beacon, spécialisée dans le biogaz aux Etats-Unis ;
- ▶ la cession des centrales thermiques Jarry et Saint Martin, entraînant une sortie du périmètre de consolidation et ayant un impact sur les autres mouvements.

IMMOBILISATIONS EN COURS ET AVANCES SUR IMMOBILISATIONS

Les augmentations correspondent principalement aux opérations décrites ci-dessous. Il faut noter que certains parcs mentionnés ont été mis en service avant la fin de l'année et à ce titre reclassés en installations techniques en « autres mouvements ».

- ▶ Le développement et la construction des parcs éoliens et solaires ainsi que des projets hydrauliques représentent plus de 90 % de l'augmentation de ce poste et se détaillent de la manière suivante :
 - aux États-Unis avec la construction en cours du parc éolien de Lakefield, du parc solaire de LIPA et le développement des projets éoliens Pacific Wind et Shiloh III,
 - en Italie avec le développement et la construction de nombreux parcs dont Priolo, Loreo et Augusta pour le solaire et Bonorva, Vallata et Monte Grighine pour l'éolien,
 - en France avec le parc éolien Corbières Méditerranée et des parcs solaires dont Beguey, Bouloc, Puylobier, Pierrefonds, Montendre, Romilly sur Seine, Blauvac et Gabardan 1&4&7,
 - en Grèce avec le développement et la construction de nombreux parcs éoliens dont Skopies, Fokida 2&3, Trikorfo, Melissi et le parc solaire de Xirokambi,
 - au Canada avec les projets solaires de Saint Isidore A, Elmsley East & West,
 - en Angleterre avec le développement et la construction des parcs éoliens de Fairfield, Teesside, Burnfoot et Rusholme,
 - en Espagne avec les projets solaires Valdecaballeros et Casatejada,
 - au Mexique avec le parc éolien de La Ventosa,
 - en Turquie sur le projet éolien Soma 1,
 - en Allemagne sur le projet Habscheid,

- en Bulgarie avec l'investissement sur le projet hydraulique de Germanea,
- sur le sous-groupe ENR notamment chez Tenesol et EDF ENR SA.
- La hausse des avances versées sur immobilisations de 73,8 millions d'euros est relative aux acquisitions de turbines en Grèce sur les parcs éoliens de Lefkes et Belecheri ainsi qu'en France pour des projets éoliens en développement et aux avances versées par EDF ENR SA pour des projets solaires ;
- le solde de l'augmentation du poste « Immobilisations en cours et avances sur immobilisations » concerne l'activation en immobilisations des frais financiers intercalaires pour 17,5 millions d'euros.

Les autres mouvements correspondent aux opérations suivantes :

- les mises en service, pour plus d'un milliard d'euros, correspondent à des installations éoliennes, solaires et hydrauliques qui sont détaillées dans le poste « installations techniques, matériel et outillage » et à d'autres immobilisations corporelles ;
- l'entrée dans le périmètre de la société Corona aux États-Unis ;
- la sortie de la centrale thermique Jarry.

PERTE DE VALEUR

Les dépréciations des immobilisations corporelles de (5,3) millions d'euros au 31 décembre 2010, ont augmenté de (5,2) millions d'euros principalement sur des immobilisations de sociétés du sous-groupe ENR pour (3,5) millions d'euros (cf. note 1 – *Informations générales*).

NANTISSEMENT

Lors de l'obtention d'un financement de projet, des sûretés réelles ou des nantisements sur les actifs financés sont exigés par les tiers.

La méthode d'évaluation des nantisements a été révisée en 2010. Désormais, lorsque les titres d'une société consolidée sont nantis, le Groupe indique la valeur nette comptable de l'actif sous-jacent. En effet, les titres étant éliminés du bilan consolidé, les immobilisations détenues par l'entité dont les titres sont nantis s'y substituent.

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles nanties s'élève en 2010 à 3 335 millions d'euros.

NOTE 13 Participations dans les entreprises associées

13.1 Détail des participations dans les entreprises associées

Sociétés	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2010	Quote-part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2010	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2009	Quote-part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2009
Alcogroup	25 %	26 132	2 006	25 %	23 377	(1 460)
C-Power	18 %	25 402	(732)	18 %	5 770	(670)
Jacques Giordano Industries	13 %	1 701	(9)	13 %	1 710	(36)
Eolica Do Centro	30 %	2 001	719	30 %	1 989	871
Batliboi	50 %	526	68	50 %	422	28
Silicium de Provence	NI	-	-	NI	-	(139)
REETEC	IG	-	-	28 %	1 183	403
Autres	-	238	(1 592)	-	416	809
TOTAL	-	56 000	460	-	34 867	(194)

La valeur nette des titres mis en équivalence faisant l'objet de nantissement s'élève à 25,4 millions d'euros.

L'augmentation des titres mis en équivalence est principalement constituée de l'augmentation de capital de 20 millions d'euros dans C-Power.

13.2 Informations complémentaires sur les entreprises associées

Les informations suivantes sont données à 100 %, indépendamment de la quote-part de détention du Groupe.

Elles concernent l'exercice clos le 31 décembre 2010.

<i>(en milliers d'euros)</i>	Actif	Passif (Hors Capitaux Propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
TOTAL	762 559	506 345	529 380	927

Le principal contributeur des entreprises associées est représenté par le groupe Alco (bioéthanol) dont l'acquisition de 25 % des titres avait été effectuée en fin d'année 2007.

NOTE 14 Actifs financiers

14.1 Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs

<i>(en milliers euros)</i>	31/12/2010			31/12/2009		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente (note 15)	-	49 659	49 659	-	49 690	49 690
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	454	3 053	3 507	6 646	5 118	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	1 675	6 252	7 927	27 842	-	27 842
Juste valeur des dérivés de transaction	-	223	223	-	680	680
Créances financières à court terme	270 616	-	270 616	232 234	-	232 234
Autres prêts et créances financières	534	61 626	62 160	465	49 361	49 826
ACTIFS FINANCIERS NETS	273 279	120 813	394 092	267 187	104 849	372 036

Les créances financières à court terme et les autres prêts et créances financiers nets sont composés des dépôts et garanties donnés (5,8 millions d'euros), des créances financières (187,1 millions d'euros) sur des sociétés en intégration proportionnelle, mises en équivalence ou hors Groupe, des comptes de trésorerie bloquée (59,6 millions d'euros) et des comptes de réserve de *Debt Service Reserve Account* (DSRA) (80,3 millions d'euros).

Ces DSRA correspondent à des disponibilités gardées en réserve au cas où le projet ne générerait pas suffisamment de trésorerie pour rembourser les échéances à court terme de la dette. Ils sont égaux en général à 6 mois de trésorerie dégagée par l'exploitation. Parfois, ces sommes créditrices sont remplacées par des garanties données par un établissement de crédit.

14.2 Variation des actifs financiers

(en milliers d' euros)	01/01/2010	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2010
Actifs financiers disponibles à la vente ⁽²⁾	49 690	3 958	93	(4 031)	(51)	49 659
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	11 764	-	(1 272)	(7 327)	342	3 507
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-	-	(19 915)	-	7 927
Juste valeur des dérivés de transaction	680	-	-	(457)	-	223
Créances financières à court terme ⁽³⁾	232 234	168 884	(122 244)	-	(8 258)	270 616
Autres prêts et créances financières ⁽³⁾	49 826	62 427	(35 813)	-	(14 280)	62 160
ACTIFS FINANCIERS NETS	372 036	235 269	(159 236)	(31 730)	(22 247)	394 092

(en milliers d' euros)	01/01/2009	Augmentations ⁽¹⁾	Diminutions	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2009
Actifs financiers disponibles à la vente	47 503	2 788	(348)	1 709	(1 962)	49 690
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	34 991	1 797	(506)	(24 766)	248	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	-	-	-	27 842	-	27 842
Juste valeur des dérivés de transaction	45	-	-	635	-	680
Créances financières à court terme	175 562	166 557	(84 533)	-	(25 352)	232 234
Autres prêts et créances financières	43 842	1 223	(21 698)	-	26 459	49 826
ACTIFS FINANCIERS NETS	301 943	172 365	(107 085)	5 420	(607)	372 036

(1) Les colonnes « Augmentations » et « Diminutions » sont présentées nettes des dotations nettes aux provisions dont (13,1) millions d' euros au 31 décembre 2010 de dotations aux provisions sur créances financières et titres non consolidés de l' activité ENR.

(2) Voir la note 15 – Actifs financiers disponibles à la vente.

(3) La variation globale des prêts et créances financières au 31 décembre 2010, pour 50,7 millions d' euros, est notamment composée :

- de l' augmentation des comptes de trésorerie bloquée pour 39 millions (notamment sur les États-Unis pour 22,8 millions d' euros et le Canada pour 14 millions d' euros) ;
- de l' augmentation des créances financières vis-à-vis de sociétés consolidées en mise en équivalence pour 22,2 millions d' euros (notamment le nouveau prêt de 19 millions d' euros de la société C-Power) ;
- de la diminution des prêts et créances financières vis-à-vis de sociétés italiennes, anglaises et portugaises intégrées proportionnellement pour (31,3) millions d' euros dont (21,5) millions d' euros d' incorporation de comptes courants en capital ;
- de l' augmentation des prêts et créances financières vis-à-vis de tiers en Espagne, France, Angleterre pour 32,1 millions d' euros ;
- de l' augmentation des dépréciations de créances financières pour (12,4) millions d' euros (notamment dû à l' activité du sous-groupe ENR pour (11,5) millions d' euros) (cf. note 1 – Informations générales).

14.3 Actifs financiers par échéance

Au 31 décembre 2010 (en milliers d'euros)	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	49 659	49 659
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	454	3 053	-	3 507
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	1 675	-	6 252	7 927
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	223	-	223
Créances financières à court terme	270 616	-	-	270 616
Prêts et créances financières	534	60 205	1 421	62 160
TOTAL AU 31/12/2010	273 279	63 481	57 332	394 092

Au 31 décembre 2009 (en milliers d'euros)	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	49 690	49 690
Juste valeur positive des dérivés de couverture de flux de trésorerie	6 646	5 118	-	11 764
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	27 842	-	-	27 842
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	680	-	680
Créances financières à court terme	232 234	-	-	232 234
Prêts et créances financières	465	27 900	21 461	49 826
TOTAL AU 31/12/2009	267 187	33 698	71 151	372 036

NOTE 15 Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation non consolidés.

(en milliers d'euros)	01/01/2010	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2010
Valeur brute	53 270	(82)	7 640	(447)	(4 031)	(380)	55 970
Pertes de valeur	(3 580)	(30)	(3 682)	540	-	441	(6 311)
TITRES DE PARTICIPATION DES SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES	49 690	(112)	3 958	93	(4 031)	61	49 659

(en milliers d'euros)	01/01/2009	Mouvement de périmètre	Augmentation	Diminution	Variations des justes valeurs	Autres	31/12/2009
Valeur brute	49 993	1 154	3 936	(406)	1 709	(3 116)	53 270
Pertes de valeur	(2 490)	-	(1 148)	58	-	-	(3 580)
TITRES DE PARTICIPATION DES SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES	47 503	1 154	2 788	(348)	1 709	(3 116)	49 690

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a fait l'acquisition de titres de participation dans diverses sociétés pour 7,6 millions d'euros (notamment des sociétés françaises pour 1,7 million d'euros, des sociétés espagnoles pour 1,3 million d'euros, des sociétés grecques pour 1,4 million d'euros et des sociétés américaines pour 1,5 million d'euros).

L'augmentation des dépréciations enregistrées en résultat financier pour (3,7) millions d'euros concerne le sous-groupe ENR pour

(1,6) millions d'euros (cf. note 1 – Informations générales) et la Grèce pour (1,6) million d'euros.

Sur l'exercice 2009, le Groupe avait acquis des titres de participation dans diverses sociétés pour 3,9 millions d'euros (notamment des sociétés françaises pour 3,5 millions d'euros) et avait également procédé à des cessions de titres pour 0,4 million d'euros.

NOTE 16 Instruments financiers dérivés

Comme indiqué dans le chapitre sur la gestion du risque financier, le Groupe, acteur dans le secteur de l'énergie renouvelable opère dans un contexte international et notamment dans des zones hors euro (États-Unis, Royaume-Uni, Mexique et Canada). Il est de ce fait exposé aux risques de taux et de change.

Pour limiter et maîtriser les conséquences de ces risques, le Groupe a mis en place une politique de couverture par le biais d'instruments dérivés de couverture.

16.1 Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Instruments dérivés actifs		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	3 507	11 764
Dérivés de couverture de juste valeur	7 927	27 842
Dérivés de transaction	223	680
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS ACTIFS	11 657	40 286
Instruments dérivés passifs		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	106 342	54 881
Dérivés de couverture de juste valeur	5 169	5 508
Dérivés de transaction	64	987
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS PASSIFS	111 575	61 376
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS NETS ACTIF/(PASSIF)	(99 918)	(21 090)

16.2 Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Dérivés de couverture de taux d'intérêts

Afin de se couvrir contre la hausse des taux associée aux financements à taux variable, le Groupe a contracté divers instruments financiers de type *swap* de taux (payeur fixe/receveur variable), options et *Cross Currency Swap* (payeur fixe devise 2/receveur variable devise 1 et payeur fixe devise 2/receveur fixe devise 1).

Les *Cross Currency Swap* (CCS) sont des instruments dérivés constitués d'une composante « Taux » et d'une composante « Change ». La Juste Valeur (JV) de chaque composante a été indiquée dans chacun des tableaux correspondants.

Exceptionnellement, le Groupe a conclu un *swap* payeur taux variable/receveur taux fixe qui permet de convertir une dette à taux fixe en une dette à taux variable.

Les dérivés de couverture de taux d'intérêts s'analysent comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Instruments de taux actif	9 305	607 730	5 118	277 996
<i>Swap</i> receveur taux variable/payeur taux fixe	2 615	159 850	4 435	187 996
<i>Swap</i> payeur taux variable/receveur taux fixe	6 252	350 000	-	-
Options	438	97 880	683	90 000
Instruments de taux passif	(96 348)	2 123 653	(54 830)	1 413 578
<i>Swap</i> receveur taux variable/payeur taux fixe	(88 257)	1 595 752	(53 695)	1 238 209
Options	(1 452)	170 000	(1 135)	175 369
<i>Cross Currency Swap</i>	(6 639)	357 901	-	-
INSTRUMENTS DE COUVERTURE DE TAUX ACTIF/(PASSIF)	(87 043)	-	(49 712)	-

Dérivés de couverture de change

Dérivés de couverture de juste valeur

Le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding du Groupe et ses filiales est couvert par des instruments financiers dérivés de change.

En 2010, la variation de juste valeur de ces dérivés est comptabilisée en résultat pour un montant de (30,8) millions d'euros et se compense avec la perte de change comptabilisée sur les comptes courants en devise.

Dérivés de couverture de flux de trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2010				31/12/2009		
	EUR	USD	GBP	AUTRES	EUR	USD	GBP
Instruments de change actif	384	1 661	31	53	5 004	1 642	-
Options	-	-	-	-	1 813	-	-
Achats à terme	384	88	-	1	3 191	1 642	-
Ventes à terme	-	1 573	31	52	-	-	-
Instruments de change passif	(3)	(9 971)	(893)	(4 360)	(51)	-	-
Achats à terme	(3)	(16)	-	-	(51)	-	-
Ventes à terme	-	103	(893)	(4 359)	-	-	-
Cross Currency Swap	-	(10 058)	-	(1)	-	-	-
INSTRUMENTS DE COUVERTURE DE TAUX ACTIF/(PASSIF)	381	(8 310)	(862)	(4 307)	4 953	1 642	-

Afin de se couvrir contre une exposition au risque de change associée principalement aux achats de turbines effectués par les filiales américaines et britanniques, le Groupe a souscrit des instruments dérivés.

Impacts des dérivés de couverture en capitaux propres

En 2010, les impacts de dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à (31,6) millions d'euros après impôt.

Le montant de l'inefficacité enregistré en résultat financier en 2010 représente un produit de 2,8 millions d'euros sur les couvertures de flux de trésorerie et de 0,2 million d'euros sur les couvertures de juste valeur.

En 2009, les impacts de dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élevaient à (15,5) millions d'euros après impôt.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2009 représentait une charge de (0,4) million d'euros.

Les flux contractuels associés aux *swaps* sont payés de façon simultanée aux flux contractuels des emprunts à taux variable et le montant différé en capitaux propres est reconnu en résultat sur la période où le flux d'intérêt de la dette impacte le résultat.

16.3 Dérivés de transaction

Cette rubrique comprend les instruments dérivés souscrits par le Groupe dans le cadre d'une politique de couverture des risques de change, de taux ou d'actions, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au sens de la norme IAS 39.

En 2010, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de 0,5 million d'euros (avant effet d'impôts), contre 0,8 million d'euros (avant effet d'impôts) en 2009.

NOTE 17 Besoin en Fonds de Roulement

17.1 Composition et variation du besoin en fonds de roulement

► AU 31 DÉCEMBRE 2010

(en milliers d'euros)		Mouvements de l'exercice					31/12/2010
		01/01/2010	Variation du BFR	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	
Stocks et encours	Note 17.2	584 210	(301 551)	652	26 874	3 549	313 734
Clients		374 014	239 097	3 901	6 713	(1 638)	622 087
Autres débiteurs courants	Note 17.3	314 377	(25 031)	2 532	11 005	(1 265)	301 618
Autres débiteurs non courants ⁽¹⁾	Note 17.3	200 315	(10 655)	297	1 354	(5 486)	185 825
ÉLÉMENTS D'ACTIF		1 472 916	(98 140)	7 382	45 946	(4 840)	1 423 264
Fournisseurs		230 242	(6 398)	547	5 161	246	229 798
Autres passifs courants	Note 17.4	306 650	86 283	(608)	9 626	15 687	417 638
Autres passifs non courants ⁽¹⁾	Note 17.4	401 825	43 549	(1 803)	20 218	(34 172)	429 617
ÉLÉMENTS DE PASSIF		938 717	123 434	(1 864)	35 005	(18 239)	1 077 053
Retraitement des éléments suivants :							
Actifs et passifs d'impôts exigibles		8 663	(3 556)	-	914	1 825	7 846
Dettes et créances sur immobilisations		82 129	45 926	(474)	3 080	(12 765)	117 896
TOTAL DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT ^{(2) (3)}		(624 991)	179 204	(8 772)	(14 935)	(2 459)	(471 953)
Dont courant		(814 922)	160 818	(6 425)	(33 556)	15 254	(678 831)
Dont non courant		189 931	17 956	(2 347)	18 621	(17 713)	206 440

(1) Y compris les dettes et créances sur immobilisations.

(2) Hors dettes et créances sur immobilisations et actifs et passifs d'impôts exigibles.

(3) Le BFR ne comprend pas la variation des Impôts différés par soucis de cohérence avec le Tableau des Flux de Trésorerie.

La baisse du BFR est notamment liée à la baisse des **stocks de matières premières et de travaux en cours** (cf. note 17.2 – *Stocks et travaux en cours*).

Le solde du compte « **Clients** » connaît une augmentation de 248,1 millions d'euros entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2010. Cette variation est essentiellement liée à la vente de projets éoliens et solaires en France en fin d'année.

► AU 31 DÉCEMBRE 2009

		Mouvements de l'exercice					
(en milliers d'euros)		01/01/2009	Variation du BFR	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	31/12/2009
Stocks et encours	Note 17.2	279 292	307 200	4 920	(7 573)	371	584 210
Clients		301 687	60 237	3 965	(609)	8 734	374 014
Autres débiteurs courants	Note 17.3	319 581	(8 360)	10 533	4 904	(12 281)	314 377
Autres débiteurs non courants ⁽¹⁾	Note 17.3	188 857	(3 521)	7 629	273	7 077	200 315
ÉLÉMENTS D'ACTIF		1 089 417	355 556	27 047	(3 005)	3 901	1 472 916
Fournisseurs		218 019	9 545	3 727	1 991	(3 040)	230 242
Autres passifs courants	Note 17.4	377 847	(99 581)	10 536	7 107	10 741	306 650
Autres passifs non courants ⁽¹⁾	Note 17.4	224 287	186 588	11 371	3 731	(24 152)	401 825
ÉLÉMENTS DE PASSIF		820 153	96 552	25 634	12 829	(16 451)	938 717
Retraitement des éléments suivants :							
Actifs et passifs d'impôts exigibles		(3 617)	11 092	110	30	1 048	8 663
Dettes et créances sur immobilisations		136 679	(77 256)	19 075	2 410	1 221	82 129
TOTAL DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT ^{(2) (3)}		(402 326)	(192 840)	(20 598)	13 394	(22 621)	(624 991)
Dont courant		(425 150)	(396 525)	(7 361)	9 967	4 147	(814 922)
Dont non courant		22 824	203 685	(13 237)	3 427	(26 768)	189 931

(1) Y compris les dettes et créances sur immobilisations.

(2) Hors dettes et créances sur immobilisations et actifs et passifs d'impôts exigibles.

(3) Le BFR ne comprend pas la variation des Impôts différés par soucis de cohérence avec le Tableau des Flux de Trésorerie.

Le solde du compte « Clients » avait connu une augmentation de 72,3 millions d'euros entre le 31 décembre 2008 et le 31 décembre 2009. Cette variation était essentiellement due aux projets en cours aux États-Unis.

17.2 Stocks et travaux en cours

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Travaux en cours	154 927	233 649
Matières premières et approvisionnements	154 861	347 806
Produits finis ⁽¹⁾	25 393	8 666
Stocks bruts et travaux en cours	335 181	590 121
Provisions	(21 447)	(5 911)
STOCKS NETS ET TRAVAUX EN COURS	313 734	584 210

(1) dont stocks liés aux activités de chauffage à bois et de pompe de chaleur, à l'activité d'Exploitation-Maintenance et aux certificats verts non vendus.

Les « **Travaux en cours** » correspondent pour l'essentiel à des coûts de développement et de construction de centrales électriques destinées à être vendues, traités selon la norme IAS 11 dès lors que ces coûts de construction correspondent à une activité future du contrat et pour lesquels les critères de reconnaissance du chiffre d'affaires ne sont pas atteints à la clôture sur la base de l'avancement à cette date.

La variation des travaux en cours, entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2010, résulte essentiellement de la vente du projet Nobles aux États-Unis et de l'avancement des parcs français.

Les « **Stocks de matières premières et approvisionnements** » sont en diminution, entre le 31 décembre 2009 et le 31 décembre 2010, du fait essentiellement de l'allocation de turbines sur des projets américains.

17.3 Autres débiteurs

(en milliers d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Avances et acomptes versés	93 237	-	80 379	-
Créances fiscales	142 004	19 388	178 297	3 899
Charges constatées d'avance	19 631	12 013	11 954	9 543
Actifs d'impôt exigibles	3 081	-	4 846	-
Autres créances	43 665	154 424	38 901	186 873
TOTAL	301 618	185 825	314 377	200 315

Le poste « **Avances et acomptes versés** » est essentiellement constitué de paiements d'acomptes sur achats de turbines et de panneaux solaires destinés aux parcs de l'activité Développement Vente d'Actifs Structurés.

Le poste « **Créances fiscales** » comprend principalement la TVA à recevoir notamment en France pour 72 millions d'euros, en Italie pour 45,6 millions d'euros et en Grèce pour 19,6 millions d'euros.

Le poste « **Autres créances** » est constitué principalement des subventions d'investissement à recevoir pour 51 millions d'euros (en Grèce, Italie et États-Unis) et de la part hors Groupe du capital souscrit non appelé d'EDF ENR SA pour 100,6 millions d'euros.

17.4 Autres créditeurs

(en milliers d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Avances et acomptes reçus	114 133	-	104 184	-
Subventions d'investissement	9 366	232 250	6 451	210 787
Dettes fiscales	81 964	381	34 031	411
Dettes sociales	36 858	673	25 540	735
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	82 046	37 352	71 436	11 578
Produits constatés d'avance	37 315	148 549	33 999	167 104
Autres dettes	45 029	10 412	17 500	11 210
Autres créditeurs	406 711	429 617	293 141	401 825
Passif d'impôts exigibles	10 927	-	13 509	-
TOTAL AUTRES PASSIFS	417 638	429 617	306 650	401 825

Le poste « **Avances et acomptes reçus** » concerne les avances consenties sur la construction des parcs, notamment en France pour 105 millions d'euros.

Le poste « **Subventions d'investissement** » est constitué de subventions provenant essentiellement des États-Unis pour 63 millions d'euros, de la France pour 80,8 millions d'euros, de la Grèce pour 49,5 millions d'euros, de l'Italie pour 33 millions d'euros et du Portugal pour 12,6 millions d'euros.

Le poste « **Dettes fiscales** » est constitué principalement de la TVA collectée. L'augmentation de ce poste est liée essentiellement à la vente d'importants projets solaires en France.

Le poste « **Produits constatés d'avance** » comprend principalement les « *Production Tax Credit* » provenant des États-Unis pour 151 millions d'euros.

NOTE 18 Trésorerie, équivalents de trésorerie et découverts bancaires

TRÉSORERIE NETTE À LA CLÔTURE

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	370 727	466 285
Trésorerie et équivalents de trésorerie	370 727	466 285
Découverts bancaires	(34 864)	(34 925)
TRÉSORERIE NETTE À LA CLÔTURE AU TFT	335 863	431 360

TRÉSORERIE NETTE À L'OUVERTURE

(en milliers d'euros)	01/01/2010	01/01/2009
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	466 285	584 185
Trésorerie et équivalents de trésorerie	466 285	584 185
Découverts bancaires	(34 925)	(138 429)
TRÉSORERIE NETTE À L'OUVERTURE AU TFT	431 360	445 756

La trésorerie disponible n'inclut pas les comptes de trésorerie bloquée ni les comptes de DSRA pour un total de 139,9 millions d'euros (cf. note 14.1 – *Actifs financiers*).

NOTE 19 Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Cette rubrique recense les actifs et passifs détenus en vue de la vente définis selon la norme IFRS 5.

Au 31 décembre 2010, aucun groupe d'actifs et de passifs n'a été identifié comme devant être classé en « Actifs détenus en vue de la vente ».

NOTE 20 Capitaux propres

20.1 Capital social

(en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 31 décembre 2008	77 568 416	1,6	124 109 466
Capital social au 31 décembre 2009	77 568 416	1,6	124 109 466
CAPITAL SOCIAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	77 568 416	1,6	124 109 465

Aucun changement n'est intervenu cette année sur le capital social.

20.2 Actions propres

Dans le cadre du programme de rachat d'actions qui a fait l'objet d'un contrat de liquidité selon les dispositions prévues par l'Autorité des marchés financiers (AMF), au cours de l'année 2010, 1 117 710 actions ont été achetées, pour un montant de 36 millions d'euros et 1 086 801 actions ont été vendues pour un montant de 35,1 millions d'euros.

Au 31 décembre 2010, le Groupe détient 194 035 actions propres, dont 115 564 dans le cadre du contrat de liquidité et 78 471 afin de couvrir les différents plans d'actions gratuites mis en place par le Groupe en 2009 et 2010, pour une valeur totale de 6,1 millions d'euros.

20.3 Distribution de dividendes

L'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 29,5 millions d'euros correspondant à 0,38 euro par action, mis en paiement le 15 juin 2010.

Au jour de la mise en paiement, le nombre d'actions propres détenues par EDF Energies Nouvelles s'élevait à 280 120 sur un total de 77 568 416 actions. Le dividende correspondant à ces actions propres est égal à 106 milliers d'euros. Ce montant a été affecté en réserve ordinaire.

NOTE 21 Passifs financiers

21.1 Répartition courant/non courant

La répartition entre les passifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2010			31/12/2009 (retraité)		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédits ⁽¹⁾	445 845	3 265 825	3 711 670	569 225	2 438 287	3 007 512
Autres dettes financières ⁽²⁾	90 721	361 756	452 477	101 438	271 150	372 588
Découverts bancaires	34 865	-	34 865	34 924	-	34 924
Juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	-	106 342	106 342	51	54 830	54 881
Juste valeur des dérivés de couverture de juste valeur	5 169	-	5 169	5 508	-	5 508
Juste valeur des dérivés de transaction	-	64	64	(37)	1 025	988
PASSIFS FINANCIERS	576 600	3 733 987	4 310 587	711 109	2 765 292	3 476 401

(1) Y compris les intérêts courus pour 24,2 millions d'euros en 2010, le retraitement des frais de mise en place d'emprunt pour (58) millions d'euros et 1 070 millions d'euros de lignes de crédit EDF.

(2) Y compris en 2010, des crédits baux pour 139,5 millions d'euros.

Désormais, l'échéance des lignes de crédit est définie selon la date d'échéance du contrat et non plus suivant la date de tirage ; c'est pourquoi celles-ci ont été reclassées de « Passifs courants » à « Passifs non courants » au 31 décembre 2009 sur la ligne des « Emprunts auprès des établissements de crédits », pour un montant

de 605 millions d'euros. D'autre part, la nature des dettes vers les succursales financières d'EDF a été également redéfinie et ceci a conduit à un reclassement de 640 millions d'euros des « Autres dettes financières » vers les « Emprunts auprès des établissements de crédit » (cf. note 3.3 – *Changement de présentation*).

21.2 Échéancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable

Au 31 décembre 2010			
(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des Établissements de crédit ⁽¹⁾	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	445 845	90 721	536 566
Entre un et cinq ans	1 517 625	157 567	1 675 192
A plus de cinq ans	1 748 200	204 189	1 952 389
TOTAL AU 31/12/2010	3 711 670	452 477	4 164 147

(1) Y compris les intérêts courus pour 24,2 millions d'euros (classés en moins d'un an).

Les **dettes à moins d'un an** comprennent principalement la part à rembourser, dans les 12 mois, des financements de projets en place, des lignes de crédit *corporate* utilisées ainsi que des prêts relais en attente de mise en place de financement de projets.

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens et les centrales photovoltaïques, implique un recours important à l'endettement. Par « financement de projets », on entend tout endettement lié à un contrat avec un établissement bancaire et qui a pour objet le financement spécifique d'un actif. Chaque financement de projet est logé dans la structure qui va exploiter le projet correspondant. Il revêt essentiellement la forme d'un emprunt long terme (de 12 à 18 ans en moyenne), amortissable

en fonction notamment des conditions de production (conditions de vent et d'ensoleillement), sans recours (ou à recours limité) vis-à-vis d'EDF Energies Nouvelles SA car seuls les actifs du projet financé sont donnés en garantie. Les contrats sont essentiellement conclus avec les principaux établissements de crédit de premier plan. Au 31 décembre 2010, les financements de projets représentent 2 309 millions d'euros.

Les **autres dettes financières** sont composées des engagements de rachats de minoritaires, des compléments de prix, des dettes financières de crédit-bail, des dettes vis-à-vis de sociétés intégrées proportionnellement et des dettes reconnues dans le cadre de partenariats aux États-Unis.

Au 31 décembre 2009 (retraité)			
(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des Établissements de crédit ⁽¹⁾	Autres dettes financières	Total
A moins d'un an	569 225	101 438	670 663
Entre un et cinq ans	1 585 796	122 648	1 708 444
A plus de cinq ans	852 491	148 502	1 000 993
TOTAL AU 31/12/2009	3 007 512	372 588	3 380 100

(1) Y compris les intérêts courus pour 4,5 millions d'euros (classés en moins d'un an).

21.3 Variation des emprunts et dettes financières

<i>(en milliers d'euros)</i>	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total
01/01/2009 retraité	1 687 545	222 492	1 910 037
Augmentations ⁽¹⁾	2 023 058	251 938	2 274 996
Diminutions ⁽²⁾	(698 436)	(205 625)	(904 061)
Mouvements de périmètre	(166)	97 753	97 587
Écarts de conversion	630	925	1 555
Autres	(5 119)	5 105	(14)
31/12/2009 retraité	3 007 512	372 588	3 380 100
Augmentations ⁽³⁾	2 823 833	178 118	3 001 951
Diminutions ⁽⁴⁾	(2 183 350)	(74 430)	(2 257 780)
Mouvements de périmètre	29 244	(1 496)	27 748
Écarts de conversion	38 550	11 587	50 137
Autres	(4 119)	(33 890)	(38 009)
31/12/2010	3 711 670	452 477	4 164 147

(1) Y compris intérêts courus pour 4,7 millions d'euros.

(2) Y compris intérêts courus pour (4,3) millions d'euros.

(3) Y compris intérêts courus pour 21,3 millions d'euros.

(4) Y compris intérêts courus pour (2,7) millions d'euros.

21.4 Analyse des emprunts et dettes financières par pays

► AU 31 DÉCEMBRE 2010

L'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante au 31 décembre 2010 :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total emprunts et dettes financières	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Nominal des instruments de dérivés de taux
Allemagne	6 772	780	7 552	7 115	437	724	3 272	3 556	-
Belgique	530	14 207	14 737	14 737	-	3 569	6 021	5 147	-
Bulgarie	421	2 235	2 656	2 228	428	428	2 228	-	-
Canada	89 785	-	89 785	(676)	90 461	47 214	7 934	34 637	49 393
Danemark	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Espagne	38 790	10 024	48 814	3 523	45 291	8 282	7 514	33 018	39 191
France ⁽¹⁾	2 051 420	154 832	2 206 252	695 427	1 510 825	134 071	1 261 997	810 184	838 512
Grèce	237 590	24 031	261 621	(860)	262 481	98 135	60 981	102 505	111 409
Italie	262 063	98 097	360 160	2 789	357 371	100 563	76 530	183 067	178 985
Mexique	98 090	-	98 090	93 833	4 257	3 838	20 051	74 201	-
Portugal	302 582	2 407	304 989	37 264	267 725	24 041	79 697	201 251	177 290
Royaume-Uni	124 481	21 170	145 651	(1 955)	147 606	30 468	40 864	74 319	103 119
Turquie	60 600	5 180	65 780	42 923	22 857	57 768	4 192	3 820	-
États-Unis	438 546	119 514	558 060	183 508	374 552	27 465	103 911	426 684	372 025
TOTAL	3 711 670	452 477	4 164 147	1 079 856	3 084 291	536 566	1 675 192	1 952 389	1 869 924
Découverts bancaires	-	-	34 865	-	34 865	34 865	-	-	-
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	-	-	4 199 012	1 079 856	3 119 156	571 431	1 675 192	1 952 389	1 869 924

(1) Y compris le sous-groupe ENR pour 89,9 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Comme indiqué en note 16.2 – *Instruments dérivés et comptabilité de couverture*, les dettes à moins d'un an sont, pour l'essentiel, utilisées pour financer les projets, dans l'attente de la mise en place de financements long terme.

► AU 31 DÉCEMBRE 2009 (RETRAITÉ)

L'analyse par pays des emprunts du Groupe était la suivante au 31 décembre 2009 :

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Total emprunts et dettes financières	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Nominal des instruments de dérivés de taux
Allemagne	684	-	684	684	-	152	532	-	-
Belgique	194	7 263	7 457	7 457	-	968	3 228	3 261	-
Bulgarie	1 851	1 622	3 473	1 608	1 865	1 436	2 037	-	-
Canada	32 823	-	32 823	-	32 823	34 257	(1 434)	-	-
Espagne	3 691	3 467	7 158	3 520	3 638	756	2 637	3 765	14 010
France ⁽¹⁾	1 792 024	120 995	1 913 019	137 946	1 775 073	295 032	1 397 699	220 288	841 019
Grèce	181 251	36 760	218 011	(301)	218 312	90 899	56 111	71 001	84 382
Italie	193 433	51 048	244 481	3 270	241 211	123 990	48 730	71 761	157 752
Portugal	326 010	4 488	330 498	40 308	290 190	21 135	88 879	220 484	188 315
Royaume-Uni	51 998	46 239	98 237	430	97 807	52 724	24 087	21 426	47 621
Turquie	48 080	5 105	53 185	49 028	4 157	32 657	15 990	4 538	-
États-Unis	375 473	95 601	471 074	105 495	365 579	16 657	69 948	384 469	358 474
TOTAL	3 007 512	372 588	3 380 100	349 445	3 030 655	670 663	1 708 444	1 000 993	1 691 573
Découverts bancaires	-	-	34 924	-	34 924	34 924	-	-	-
TOTAL EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	-	-	3 415 024	349 445	3 065 579	705 587	1 708 444	1 000 993	1 691 573

(1) Y compris le sous-groupe ENR pour 94,4 millions d'euros à fin 2009.

21.5 Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
En euro (EUR)	3 269 392	2 777 983
En dollar américain (USD)	630 050	471 074
En livre britannique (GBP)	145 650	98 238
En dollar canadien (CAD)	89 785	32 823
En autres devises	29 270	(18)
TOTAL	4 164 147	3 380 100

Les emprunts libellés « en autres devises » sont principalement libellés en nouvelle livre turque (TRL).

En 2009, chaque créance en devises était adossée à un passif dans la même devise. Désormais, les créances financières de la holding libellées en devises sont couvertes par des instruments dérivés et non plus par des passifs en devises.

21.6 Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués des créances financières à court terme, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers de maturité

initiale supérieure à trois mois, facilement convertibles en trésorerie quelle que soit leur maturité, et gérés dans le cadre d'un objectif de liquidité (OPCVM monétaires, obligations gouvernementales, titres de créances négociables).

<i>(en milliers d'euros)</i>		31/12/2010	31/12/2009 (retraité)
Total Emprunts et dettes financières	Note 21.4	4 199 012	3 415 024
Juste valeur des dérivés passifs de couverture de flux de trésorerie		96 283	54 830
Juste valeur des dérivés passifs de transaction		64	988
Juste valeur des dérivés actifs de couverture de flux de trésorerie		(3 053)	(5 118)
Juste valeur des dérivés actifs de couverture de juste valeur		(6 252)	-
Juste valeur des dérivés actifs de transaction		-	(679)
Créances financières à court terme (nettes de provision) (dont trésorerie bloquée) ⁽¹⁾	Note 14.1	(270 616)	(232 234)
Trésorerie disponible	Note 18	(370 727)	(466 285)
Endettement financier net		3 644 711	2 766 526

(1) Dont trésorerie bloquée et comptes de DSRA pour un total de 139,9 millions d'euros.

L'endettement financier net du Groupe est constitué des instruments dérivés de couverture de risque de taux et des dérivés de transaction relatifs à la dette. Les dérivés de couverture de risque de change associés aux flux d'exploitation et les dérivés classés en transaction concernant des éléments de change en sont exclus. Au 31 décembre 2009, ces derniers dérivés étaient inclus dans l'endettement net pour un total de 28,9 millions d'euros.

NOTE 22 Gestion des risques financiers

22.1 Risque de taux

Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt principalement dans le cadre des financements de projets et du financement de ses activités courantes.

Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement. Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (*swap* de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces *swaps* permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme. Au 31 décembre 2010, le risque de taux d'intérêt des financements de projets est couvert sur la période 2011-2028 à hauteur de 74 % du montant (hors la part correspondant à la période de construction, les couvertures n'étant prises en compte qu'à partir de la mise en service). Le taux moyen des couvertures ressort à 3,93 % (hors marge de crédit).

Financement de ses activités courantes (Financement Corporate)

Dans le cadre du financement de ses activités courantes (financement du besoin en fonds de roulement de ses DVAS, des acomptes, des stocks de modules solaires et turbines éoliennes pour ses investissements et des prêts relais jusqu'à la mise en place des financements de projet), le Groupe dispose de lignes de crédit « confirmées » conclues à taux variable. Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de *swap* de taux et d'options « vanilles ». Basée sur des prévisions d'utilisation des lignes *corporate*, la gestion du risque de taux est réalisée sur un horizon de cinq années glissantes avec détermination d'un taux budget maximum.

Au 31 décembre 2010, le pourcentage de couverture de la dette *corporate* brute (hors découverts bancaires) soit 1 548 millions d'euros est de 60 % (en cas de hausse des taux), le solde non encore couvert fait l'objet d'une surveillance attentive et pourra être complété en fonction de l'évolution des marchés financiers.

Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes *Corporate* amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2010 soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 71 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en milliers d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture	Structure initiale de la dette	Incidence des instruments de couverture	Structure de la dette après couverture
A taux fixe	1 079 856	1 869 924	2 949 780	349 445	1 691 573	2 041 018
A taux variable	3 084 291	(1 869 924)	1 214 367	3 030 655	(1 691 573)	1 339 082
TOTAL	4 164 147	-	4 164 147	3 380 100	-	3 380 100

Tests de sensibilité

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009, des tests de sensibilité ont été réalisés, montrant l'impact estimé sur le compte de résultat et sur les capitaux propres d'une variation de +/- 50 points de base des taux d'intérêt.

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 0,5 %	- 0,5 %	+ 0,5 %	- 0,5 %
31 décembre 2010	(6 497)	7 030	48 856	(51 366)
31 décembre 2009	(385)	608	35 322	(37 896)

22.2 Risque de change

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré pour l'exercice 2010 sur le dollar, la livre sterling, le dollar canadien et le peso mexicain.

Il a été identifié à plusieurs niveaux :

Le risque de change lié au bilan

- du fait de la détention de filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro (États-Unis, Royaume-Uni, Mexique), le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2010 est faible (variation positive de 25 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2010) et à mettre en regard d'un montant de 1 606 millions d'euros de capitaux propres à cette même date ;
- tous les actifs (parcs de production d'électricité), passifs (financements de projets associés) et les revenus liés à l'exploitation des parcs sont conclus dans la devise domestique du pays concerné à l'exception non significative, au 31 décembre

2010, de la Turquie. Ainsi, l'actif et le financement correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée ;

- jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

Le risque de change lié aux achats de matériels

Ce risque résulte de l'achat de matériels dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines et britanniques du Groupe auprès des fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques pour un montant moins significatif.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.

Ventilation des actifs et passifs par devise

(en milliers d'euros)	Au 31 décembre 2010				
	EUR	GBP	USD	Autres	Total
Actifs	5 063 196	216 492	1 442 574	464 165	7 186 427
Passifs	4 132 930	169 047	959 221	318 828	5 580 026
Position nette avant gestion	930 266	47 445	483 353	145 337	1 606 401
Effet gestion	13 552	(862)	(8 383)	(4 307)	-
Position nette après gestion	943 817	46 583	474 970	141 030	1 606 401

(en milliers d'euros)	Au 31 décembre 2009				
	EUR	GBP	USD	Autres	Total
Actifs	4 157 078	253 954	1 413 769	300 316	6 125 117
Passifs	3 468 062	60 487	870 251	153 849	4 552 649
Position nette avant gestion	689 016	193 467	543 518	146 467	1 572 468
Effet gestion	(22 334)	(1 548)	27 841	(3 959)	-
Position nette après gestion	666 682	191 919	571 359	142 508	1 572 468

Tests de sensibilité

Pour couvrir notamment ses achats futurs d'actifs en devises, le Groupe a recours à des contrats à terme et à des options. Les tests de sensibilité réalisés sur ces instruments au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 montrent qu'une variation de +/- 10 % des cours de change aurait les impacts suivants sur le compte de résultat et sur les capitaux propres :

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 10 %	- 10 %	+ 10 %	- 10 %
31 décembre 2010	(117 588)	74 969	3 306	(14 907)
31 décembre 2009	(95 169)	52 540	1 851	(13 452)

A noter : ces effets seraient compensés en grande partie par la variation de change des éléments sous-jacents à ces instruments de couverture.

22.3 Risque de liquidité

Risque lié à l'accès au financement des projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation de « prêts relais » durant la période de construction.

Pour l'année 2010, le Groupe a constaté, dans le cadre des négociations des financements de projets, une amélioration des conditions financières sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière. Les délais de finalisation des dossiers de financement se sont stabilisés même s'ils restent relativement longs.

La quasi-totalité des financements de projets prévoit des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus, mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche en général lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Pour l'activité DVAS, le Groupe confirme la tendance constatée depuis maintenant deux ans, en particulier aux États-Unis, qui se traduit par la réduction des acomptes de paiement et par une demande d'allongement des délais de règlement de la part des compagnies électriques afin de leur permettre de mettre en place leurs financements.

Au cours de l'année, le Groupe a conclu pour un montant de 860 millions d'euros de financement de projet. Au total, le Groupe dispose de 2 309 millions d'euros de financements de projets au 31 décembre 2010 avec une maturité moyenne de 12,8 années.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

Lignes de crédits

Le Groupe doit financer les acomptes versés lors de la réservation des turbines, les stocks de panneaux solaires, le besoin en fonds de roulement généré par l'activité de ventes d'actifs solaires et éoliens, ainsi qu'un certain nombre de parcs éoliens ou solaires en construction et n'ayant pas encore conclu leur financement de projet sans recours.

Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2010, de lignes de crédits *Corporate* ayant des échéances s'échelonnant de 2011 à 2017 pour un montant total de 2 543 millions d'euros (hors découverts bancaires). Ce montant inclut un financement à hauteur de 1 790 millions d'euros conclu avec le groupe EDF.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants.

Les financements *Corporate* contiennent des clauses d'exigibilité anticipée notamment un ratio EBITDA/Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2, un seuil maximal de dettes et une clause de changement de contrôle (ou d'actionnariat) vis-à-vis du groupe EDF.

► LIGNES DE CRÉDIT AU 31 DÉCEMBRE 2010

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme ⁽¹⁾			
► échéance 2011	20	20	-
► échéance 2012	895	600	295
► échéance 2013	220	220	-
► échéance 2014	100	100	-
► échéance 2015	700	-	700
► échéance 2016	-	-	-
► échéance 2017	500	500	-
TOTAL	2 435	1 440	995
Lignes 364 jours renouvelables ⁽²⁾			
► échéance 2010	108	108	-
Découverts bancaires	85	35	50
TOTAL	2 628	1 583	1 045

(1) Hors lignes de crédit de Tenesol pour 36 millions d'euros. Les lignes de crédit corporate présentées dans ce tableau peuvent être utilisées à tout moment pour faire face au risque de liquidité du Groupe.

(2) Lignes de crédit adossées à de la trésorerie.

► LIGNES DE CRÉDIT AU 31 DÉCEMBRE 2009

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme			
► échéance 2010	130	130	-
► échéance 2011	225	225	-
► échéance 2012	670	670	-
► échéance 2013	220	220	-
► échéance 2014	100	100	-
TOTAL	1 345	1 345	-
Lignes 364 jours renouvelables ⁽¹⁾			
► échéance 2010	108	108	-
Découverts bancaires	113	35	78
TOTAL	1 566	1 488	78

(1) Lignes de crédit adossées à de la trésorerie.

Échéancier des passifs financiers sur la base des flux de trésorerie contractuels

Cet échéancier est établi sur la base des flux de trésorerie contractuels, non actualisés, qui peuvent être différents des montants inscrits au bilan au 31 décembre 2010.

Il prend en compte le financement des dépenses prévisionnelles des parcs en construction dans le cas où le financement de

projet, d'ores et déjà conclu, intègre la période de construction. Les montants empruntés sont donc croissants jusqu'aux mises en exploitation des parcs, lesquelles sont prévues pour certains projets postérieurement au 31 décembre 2010.

Le tableau suivant présente, dans la colonne des flux de trésorerie à moins d'un an, la part des remboursements à court terme diminuée des tirages contractuels attendus.

(en milliers d'euros)	Valeur nette comptable			Flux de trésorerie contractuels			
	courant	Non courant	Total	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	445 845	3 265 825	3 711 670	325 765	1 946 577	2 300 054	4 572 396
Autres dettes financières	90 721	361 756	452 477	95 114	176 165	233 608	504 887
Découverts bancaires	34 865	-	34 865	34 865	-	-	34 865
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passif-actifs)	-	87 043	87 043	42 808	47 682	(28 299)	62 191
Instruments de dérivés de change	5 170	10 058	15 228	5 170	10 058	-	15 228
Instruments de dérivés de transaction	64	-	64	64	-	-	64
Dettes fournisseurs	229 798	-	229 798	229 798	-	-	229 798
Autres créditeurs ⁽¹⁾	241 208	-	241 208	241 208	-	-	241 208

(1) Sont inclus en autres créditeurs dans le tableau du risque de liquidité : les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes courantes (voir note 17.4 – Autres créditeurs).

22.4 Risque de crédit

Selon la norme IFRS 7, le risque de crédit représente le risque de perte financière pour le Groupe dans le cas où un client ou une contrepartie à un instrument financier viendrait à manquer à ses obligations contractuelles.

Le Groupe a poursuivi en 2010 le développement et la mise en œuvre d'une politique de quantification et de gestion du risque de contrepartie. Cette politique de gestion, centralisée au siège pour l'ensemble des entités du Groupe, s'articule autour de quatre axes majeurs : le risque d'impayé, le risque de non-exécution des engagements contractuels d'un tiers envers le Groupe, le risque lié aux assurances et enfin le risque lié à la trésorerie et aux financements.

Dans le cadre de sa maîtrise du risque d'impayé, le Groupe veille à ne travailler qu'avec des acteurs d'envergure du marché de l'énergie (Utilities aux États-Unis, EDP au Portugal, etc.). Dans le cadre plus spécifique du DVAS, le Groupe veille également à ne pas créer ni entretenir de dépendance vis-à-vis de l'un de ses clients. Ces stratégies lui permettent aujourd'hui d'identifier et de gérer au mieux l'exposition inhérente à ses activités.

Au regard des fondamentaux du marché, la diversification des sources d'approvisionnement est considérée comme une des priorités du Groupe. Ce processus de contractualisation en direction d'acteurs de référence, déjà entamé en 2007, lui permet de sécuriser ses approvisionnements dans un contexte de forte demande.

Conscient que les risques liés aux assurances et aux instruments de financement constituent aujourd'hui une large part de son exposition aux risques de contrepartie, et dans la continuité des dispositions établies dans sa politique de gestion, le Groupe s'engage à ne faire appel qu'à des institutions de premier plan dans l'exercice de ses activités.

La valeur comptable des actifs financiers représente l'exposition maximale au risque de crédit.

L'exposition maximale au risque de crédit est de 1 666 millions d'euros au 31 décembre 2010. Il représente la valeur comptable des actifs présentés dans la note 23 – *Information sur la juste valeur des instruments financiers*.

Les créances financières que détient le Groupe sont principalement constituées de créances vis-à-vis de sociétés consolidées en intégration proportionnelle et qui développent des parcs éoliens ou vis-à-vis de sociétés non consolidées. Dans le premier cas, ces créances sont sans risque car elles financent le développement des actifs et leur construction, le temps de la mise en place du financement de projet et le Groupe dispose dans la quasi-totalité des cas de nantissements sur les actifs et sur les titres des sociétés de projet. En ce qui concerne les créances vis-à-vis de sociétés non consolidées, le Groupe finance des projets de développement innovants pour lesquels les engagements financiers restent cohérents avec les fonds propres et les résultats du Groupe en termes d'impact. Il est en mesure de mettre rapidement un terme à ces investissements lorsque les critères de rentabilité ou de processus ne sont pas satisfaisants.

NOTE 23 Information sur la juste valeur des instruments financiers

Le tableau suivant indique la juste valeur des actifs et passifs financiers, ainsi que leur valeur comptable au bilan.

(en milliers d'euros)	31/12/2010		31/12/2009	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Actif financiers disponibles à la vente	49 659	49 659	49 690	49 690
Juste valeur positive des dérivés de couverture	11 434	11 434	39 606	39 606
Juste valeur positive des dérivés de transaction	223	223	680	680
Actifs au coût amorti	1 604 496	1 604 496	1 419 936	1 419 936
<i>Prêts et créances financières</i>	332 776	332 776	282 060	282 060
<i>Créances clients</i>	622 087	622 087	374 014	374 014
<i>Autres débiteurs ⁽¹⁾</i>	278 906	278 906	297 577	297 577
<i>Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan</i>	370 727	370 727	466 285	466 285
Passif				
Passifs au coût amorti	4 679 383	4 675 664	3 851 289	3 854 588
<i>Emprunts et dettes financières</i>	4 164 147	4 160 428	3 380 100	3 383 399
<i>A taux variable</i>	3 084 291	3 084 291	3 030 655	3 030 655
<i>A taux fixe</i>	1 079 856	1 076 137	349 445	352 744
<i>Dettes fournisseurs</i>	229 798	229 798	230 242	230 242
<i>Autres créditeurs ⁽²⁾</i>	250 574	250 574	206 022	206 022
<i>Découverts bancaires</i>	34 864	34 864	34 925	34 925
Juste valeur négative des dérivés de couverture	111 511	111 511	60 389	60 389
Juste valeur négative des dérivés de transaction	64	64	987	987

(1) Les autres débiteurs comprennent les avances et acomptes versés et les autres créances (voir note 17.3 – Autres débiteurs).

(2) Les autres créditeurs comprennent les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes (voir note 17.4 – Autres créditeurs).

Hiérarchie des justes valeurs au 31 décembre 2010

Les instruments financiers à la juste valeur sont classés selon le niveau de hiérarchie suivante :

- ▶ niveau 1 : instruments financiers faisant l'objet de cotation sur un marché actif ;
- ▶ niveau 2 : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant sur des paramètres observables ;
- ▶ niveau 3 : instruments financiers dont l'évaluation fait appel à l'utilisation de techniques de valorisation reposant pour tout ou partie sur des paramètres non observables.

(en milliers d'euros)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Actifs financiers disponibles à la vente ⁽¹⁾	540	-	-
Dérivés de couverture actifs	-	11 434	-
Dérivés de transaction actifs	-	223	-
TOTAL ACTIF	540	11 657	-
Dérivés de couverture passifs	-	111 511	-
Dérivés de transactions passées	-	64	-
TOTAL PASSIF	-	111 575	-
TOTAL JUSTE VALEUR	540	(99 918)	-

(1) La ligne « Actifs financiers disponibles à la vente » n'intègre pas les titres de sociétés non cotées et comptabilisés au coût.

NOTE 24 Impôts différés

24.1 Ventilation des impôts différés par nature

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Impôts différés actifs		
Subventions	267	785
Élimination d'opérations internes	51 294	41 552
Déficits reportables	118 413	109 638
Compensation impôts différés actifs/passifs	(202 291)	(163 592)
Autres	86 445	61 501
TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS ACTIFS	54 128	49 884
Impôts différés passifs		
Retraitement d'amortissement (y compris amortissement dérogatoire)	(248 387)	(180 529)
Écarts d'évaluation	(31 056)	(30 225)
Compensation impôts différés actifs/passifs	202 291	163 592
Autres	(72 413)	(64 148)
TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PASSIFS	(149 565)	(111 310)
Impôts différés nets	(95 437)	(61 426)

Au 31 décembre 2010, le montant cumulé des impôts différés actifs non reconnus s'élève à 12,8 millions d'euros dont 9,6 millions d'euros pour l'exercice 2009.

24.2 Échéances des impôts différés

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Actifs d'impôts différés	54 128	49 884
➤ recouvrables à plus de 12 mois	54 128	49 884
Passifs d'impôts différés	149 565	111 310
➤ recouvrables à plus de 12 mois	149 565	111 310

24.3 Variation de l'impôt différé

<i>(en milliers d'euros)</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Impôts différés nets
Situation au 1^{er} décembre 2009	40 302	94 581	(54 279)
Variation des bases	91 734	96 129	(4 395)
Variation de périmètre	2 381	1 060	1 321
Écarts de conversion	395	481	(86)
Incidence sur les réserves de l'exercice	(2 433)	(5 393)	2 960
Affectation de goodwill	-	9 659	(9 659)
Autres	-	(2 712)	2 712
Compensation IDA/IDP	(82 495)	(82 495)	-
Situation au 31 décembre 2009	49 884	111 310	(61 426)
Variation des bases	29 891	81 776	(51 885)
Variation de périmètre	(413)	(1 567)	1 154
Écarts de conversion	1 046	2 762	(1 716)
Incidence sur les réserves de l'exercice	12 419	(2 484)	14 903
Affectation de goodwill	-	-	-
Autres	-	(3 533)	3 533
Compensation IDA/IDP	(38 699)	(38 699)	-
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2010	54 128	149 565	(95 437)

24.4 Preuve d'impôt

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	146 512	126 110
Pertes de valeur des écarts d'acquisition	(11 081)	(697)
Résultat avant impôts des sociétés intégrées et pertes de valeur des écarts d'acquisition	157 593	126 807
Taux d'imposition du Groupe	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(54 259)	(43 660)
Différences de taux d'imposition	2 093	743
Différences permanentes	2 685	9 683
Impôts sans base	(430)	12 425
Autres ⁽¹⁾	(11 462)	(581)
Charge réelle d'impôt	(61 373)	(21 390)

(1) Dont actifs d'impôts différés non reconnus.

La charge d'impôt sur les sociétés de l'exercice s'élève à 61,4 millions d'euros au 31 décembre 2010 contre 21,4 millions d'euros au 31 décembre 2009, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 146,5 millions d'euros contre 126,1 millions d'euros au 31 décembre 2009. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 41,9 %, contre 16,96 % en 2009.

Les dépréciations comptabilisées sur les activités ENR, qui impactent le résultat courant avant impôt à hauteur de (44,8) millions d'euros, ne sont fiscalisées qu'à hauteur d'un Impôt différé actif de 1,8 million d'euros. Corrigés de ces éléments, le taux effectif s'établirait à 33 %. Il reste en augmentation par rapport à celui constaté l'an passé.

En 2009, le Groupe avait bénéficié d'effets de minoration importants, notamment du fait de la non-fiscalisation du *badwill* constaté lors de l'achat de Greentech Monte Grighine et d'un crédit d'impôt exceptionnel reconnu en Italie.

En 2010, les zones dans lesquelles les taux d'impôts sont élevés, notamment aux États-Unis et en France, ont dégagé un résultat courant avant impôt important, qui a pour conséquence d'augmenter le taux moyen du Groupe ; par ailleurs les effets de minoration sont moins importants.

La différence entre le taux effectif de 41,89 % et le taux normal d'imposition du Groupe de 34,43 % résulte essentiellement :

► des effets de majoration suivants :

- la non-reconnaissance de l'impôt différé actif sur les provisions pour risques et charges et les dépréciations d'actifs sur les activités ENR,
- la réduction du crédit d'impôt « *Tremonti Ter* » constatée en 2009 en Italie,
- la non-déductibilité permanente de certaines charges et notamment,
- la non-déductibilité au Mexique de l'effet relatif à l'inflation,
- des charges non déductibles en Grèce,
- l'effet de la non-reconnaissance de certains déficits, principalement en Grèce et chez une filiale du sous-groupe ENR ;
- des effets de minorations suivants :
 - des produits exceptionnels non récurrents et non imposables notamment la plus-value de cession des centrales thermiques de Jarry et Saint Martin,
 - l'utilisation aux États-Unis des crédits d'impôts (PTC et ITC) dans le cadre de l'exploitation des parcs éoliens,
 - des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement le Royaume-Uni, la Bulgarie, le Portugal, la Turquie),
 - des crédits d'impôt Environnement en Espagne et des crédits d'impôt Recherche en France.

NOTE 25 Provisions

(en milliers d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages du personnel	-	2 672	2 672	-	2 207	2 207
Autres provisions :						
Provisions pour risques liés aux participations	-	13 305	13 305	-	5	5
Provisions pour litiges	1 357	3 746	5 103	1 400	445	1 845
Provisions pour déconstruction	-	455	455	-	1 338	1 338
Provisions pour garanties	-	9 507	9 507	-	8 951	8 951
Autres	5 523	6 256	11 779	4 856	7 019	11 875
TOTAL	6 880	35 941	42 821	6 256	19 965	26 221

(en milliers d'euros)	Provisions pour avantages du personnel	Provisions pour risques liés aux participations	Provisions pour litiges	Provisions pour déconstruction	Provisions pour garanties	Autres	Total
Provisions au 01/01/2009	1 475	5	1 375	1 284	8 972	2 615	15 726
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	21	21
Provisions utilisées	(19)	-	(986)	-	(1 674)	(881)	(3 560)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	(57)	-	-	-	(164)	(221)
Dotations	722	-	1 471	-	1 653	10 048	13 894
Écarts de conversion	-	-	(15)	2	-	220	207
Autres	29	57	-	52	-	16	154
Provisions au 31/12/2009	2 207	5	1 845	1 338	8 951	11 875	26 221
Variation de périmètre	(29)	-	-	(945)	12	-	(962)
Provisions utilisées	(230)	-	(2 346)	-	(1 398)	(5 178)	(9 152)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	-	-	-	-	-	-
Dotations	724	13 300	5 512	-	1 746	5 136	26 418
Écarts de conversion	-	-	46	5	109	-	160
Autres	-	-	46	57	87	(54)	136
PROVISIONS AU 31/12/2010	2 672	13 305	5 403	455	9 507	11 779	42 821

Le solde de 42,8 millions d'euros au 31 décembre 2010 correspond essentiellement aux éléments suivants :

- 9,5 millions d'euros de provisions pour garanties principalement chez Tenesol au titre de l'obligation de renouvellement de batteries et d'autres obligations dans le cadre des projets de défiscalisations solaires ;
- 13,2 millions d'euros de provisions liées aux participations de sociétés du sous-groupe ENR (cf. note 1 – *Informations générales*) ;
- 11,8 millions d'euros d'autres provisions concernant principalement des provisions pour risques en France pour 2,6 millions d'euros, dans le sous-groupe ENR pour 3,1 millions d'euros et en Grèce pour 4,3 millions d'euros ;

- 5,1 millions d'euros de provisions pour litiges dont principalement des litiges clients ou prudhommaux chez les filiales du sous-groupe ENR et des litiges en France.

Les variations de la période s'expliquent essentiellement par des dotations nettes pour 17,3 millions d'euros dont principalement 15,9 millions d'euros sur le sous-groupe ENR et 1,3 million d'euros en France.

Au second semestre, EDF ENR et Ribo se sont vues assignées par M. Robert Ribo, qui met en cause la gestion du développement à l'international et réclame des redevances fondées sur un scénario de succès mondial des produits de la marque. Le Groupe conteste formellement le fondement des demandes formulées et juge qu'il n'y a pas de provision à constituer.

NOTE 26 Provisions pour avantages au personnel

Les provisions pour avantages au personnel incluent les indemnités de départ à la retraite et les gratifications d'ancienneté.

26.1 Descriptif des hypothèses actuarielles utilisées

Une évaluation actuarielle des engagements a été effectuée sur les principales sociétés concernées. Les calculs intègrent des probabilités de rotation du personnel, de mortalité et des estimations d'évolution des salaires. Les taux d'actualisation et d'inflation sont les suivants :

	31/12/2010
Taux d'actualisation	4,25 %
Taux d'inflation	2 %

26.2 Évolution des engagements

(en milliers d'euros)	Indemnités de départ en retraite	Gratifications d'ancienneté	Total
Provision au 31/12/2009	2 128	79	2 207
Variation de périmètre	(29)	-	(29)
Coût des services	745	33	778
Charge d'intérêt	26	-	26
Prestations payées	(284)	(26)	(310)
Montant des engagements à la clôture de l'exercice	2 586	86	2 672
Valeur des actifs de couverture	-	-	-
PROVISION AU 31/12/2010	2 586	86	2 672

NOTE 27 Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie

27.1 Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat de la période

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Immobilisations incorporelles	21 136	3 626
Immobilisations corporelles	157 206	107 527
Immobilisations financières	15 396	19 721
TOTAL DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS DES IMMOBILISATIONS	193 738	130 874
Pertes de valeur sur actifs financiers disponibles à la vente	-	-
TOTAL DES DOTATIONS NETTES AUX AMTS. ET PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS NON COURANTS	193 738	130 874
Engagement envers les salariés	-	-
Autres provisions	17 266	10 113
TOTAL DOTATIONS NETTES DES PROVISIONS	17 266	10 113
TOTAL DES DOTATIONS NETTES HORS ACTIFS COURANTS	211 004	140 987

27.2 Élimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
(Plus) ou moins-value sur cessions d'actifs incorporels	69	414
(Plus) ou moins-value sur cessions d'actifs corporels	(2 637)	856
(Plus) ou moins-value sur cessions d'actifs financiers	(121)	(3 237)
(Plus) ou moins-value sur cessions de titres de participation ^{(1) (2)}	(11 488)	(394)
TOTAL	(14 477)	(2 361)

(1) L'écart de 169 milliers d'euros avec le résultat de déconsolidation 2010 de la note 5 – Autres produits et charges opérationnels, provient de l'application de la norme IFRS 3 Révisée sur la prise de participation complémentaire de REETEC avec la réévaluation de la participation antérieurement détenue.

(2) Les plus-values sur cessions de titres de participations proviennent principalement de la cession des centrales thermiques de Jarry et Saint-Martin. L'écart de 43 milliers d'euros avec le résultat de déconsolidation 2009 de la note 5 – Autres produits et charges opérationnels provient, essentiellement du résultat de dilution sur le Mexique.

27.3 Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Emprunts auprès des établissements de crédit	(2 458)	(5 263)
Créances et dettes financières	(597)	(42)
Avances et dettes sur immobilisations	(747)	(888)
Autres dettes et dettes d'exploitation	(28 328)	10 214
Autres créances et autres dettes	(1 681)	(20 650)
TOTAL	(33 811)	(16 629)

Les autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie :

► relatifs aux créances et dettes financières correspondent aux gains ou pertes de change sur les investissements nets à l'étranger ;

► relatifs aux autres créances et dettes d'exploitation correspondent aux gains ou pertes de change constatés sur des dettes et des créances en devises ;

► relatifs aux autres créances et autres dettes sont constitués de *badwill* en 2009 ainsi que des charges de désactualisation.

27.4 Acquisitions et cessions d'immobilisations

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Acquisition d'immobilisations incorporelles	(3 486)	(10 262)
Acquisition d'immobilisations corporelles	(1 213 877)	(1 195 315)
TOTAL DES ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES	(1 217 363)	(1 205 577)
Dettes sur acquisition d'immobilisations incorporelles	(4 111)	5 568
Dettes sur acquisition d'immobilisations corporelles	50 077	(77 779)
Variation des dettes sur acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles	45 966	(72 211)
TOTAL DES ACQUISITIONS D'IMMOBILISATIONS	(1 171 397)	(1 277 788)

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Prix de cession des immobilisations incorporelles	-	15
Prix de cession des immobilisations corporelles	113 396	27 684
TOTAL DES PRIX DE CESSION DES IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES	113 396	27 699
Créances sur cessions d'immobilisations corporelles	(135)	37
Variation des créances sur cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	(135)	37
Prix de cession des actifs financiers non courants	568	3 963
Créances sur cessions d'actifs financiers non courants	(29)	(504)
Variation des créances sur cessions d'actifs non courants	539	3 459
TOTAL DES CESSIONS IMMOBILISATIONS	113 800	31 195

Les cessions d'immobilisations concernent principalement des cessions bail et des cessions d'actifs en France et en Italie.

27.5 Incidence des variations de périmètre

(en milliers d'euros)	31/12/2010			31/12/2009		
	Acquisitions	Cessions	Net	Acquisitions	Cessions	Net
Acquisitions						
► Prix d'acquisition	(14 449)	-	(14 449)	(34 918)	-	(34 918)
► Trésorerie acquise	855	-	855	4 748	-	4 748
Effet des entrées de périmètre et des variations de pourcentage d'intégration	(13 594)	-	(13 594)	(30 170)	-	(30 170)
Cessions						
► Prix de cession	-	17 389	17 389	-	1 183	1 183
► Trésorerie sortie	-	(5 343)	(5 343)	-	(586)	(586)
Effet des sorties de périmètre	-	12 046	12 046	-	597	597
Incidence nette des variations de périmètre	-	-	(1 548)	-	-	(29 573)

En 2010, les prix d'acquisition correspondent essentiellement à l'acquisition de Beacon aux États-Unis.

La trésorerie acquise correspond principalement au passage de la méthode de la mise en équivalence à l'intégration globale de la société REETEC.

Les cessions ainsi que la trésorerie sortie correspondent principalement à la cession des centrales thermiques Jarry et Saint Martin ainsi qu'à la liquidation de SIIF Ghana.

En 2009, les prix d'acquisition correspondaient principalement à l'acquisition de 31 % complémentaires de la société EDF ENR Solaire, de 50 % de la société turque Soma, à l'acquisition des sociétés italiennes Bonorva et Greentech Monte Grighine et à l'acquisition de la société espagnole Aavyc Gestion.

La trésorerie acquise correspondait principalement au passage de la méthode de la mise en équivalence à l'intégration globale de la société EDF ENR Solaire.

Les cessions ainsi que la trésorerie sortie correspondaient principalement à la cession des sociétés Seclin et Chabossière.

NOTE 28 Engagements hors bilan

28.1 Changement de présentation 2010

Le Groupe a modifié la présentation des engagements hors bilan afin d'en améliorer la lecture.

Les engagements hors bilan sont désormais regroupés sous les intitulés suivants :

- ▶ commandes d'exploitation ;
- ▶ engagements de financement reçus ;
- ▶ garanties et engagements conditionnels.

Les commandes d'exploitation regroupent les obligations contractuelles directement liées à l'activité courante du Groupe qui ne sont pas reflétées au bilan (principalement commandes de turbines et de panneaux photovoltaïques). Ces engagements sont ventilés par maturité afin de présenter les échéanciers de paiements.

Les engagements de financement reçus comprennent les lignes de crédit non tirées ainsi que les financements de projets signés mais qui ne sont pas encore tirés.

Enfin, les garanties et engagements conditionnels présentent les garanties bancaires émises ainsi que les engagements pris par le Groupe dont la réalisation est soumise à l'occurrence d'événements futurs incertains.

Les engagements qui sont considérés réciproques par nature (un engagement donné avec pour contrepartie un engagement reçu) ne sont plus comme par le passé, présentés à la fois dans les engagements donnés et dans les engagements reçus. Il s'agit principalement des commandes d'exploitation qui ont une contrepartie positive pour l'entreprise telle que l'inscription à l'actif du bilan d'une immobilisation par exemple.

L'impact de ce changement de présentation sur les engagements hors bilan publiés au 31 décembre 2009 est détaillé ci-dessous :

(en milliers d'euros)		31/12/2010	31/12/2009 retraité	31/12/2009 publié
Commandes d'exploitation ⁽¹⁾	Note 28.2	2 155	2 520	2 476
Garanties et engagements conditionnels ⁽²⁾	Note 28.4	516	333	1 102
Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles ⁽³⁾		-	-	1 604
		-	-	5 182
Engagements de financement reçus ⁽⁴⁾	Note 28.3	1 605	578	3 094
Avals, cautions et autres garanties reçues ⁽²⁾		-	-	832
		-	-	3 926

(1) Auparavant dénommé « Autres engagements donnés » pour 2 476 millions d'euros. Ce montant a été majoré de 43,5 millions d'euros correspondant aux primes de succès dans le cadre de partenariat présentés dans la note 28 – Actifs et passifs éventuels, du document de référence 2009.

(2) Auparavant dénommé « Avals, cautions et autres garanties donnés ou reçus ». La partie relative aux contrats de construction n'est plus présentée, ni en engagements donnés (769 millions d'euros), ni en engagements reçus (752 millions d'euros). Seules les garanties émises au titre de tels contrats font l'objet d'une information en garanties et engagements conditionnels.

(3) Les nantissements sont présentés en 2010 dans la note 12 – Immobilisations Corporelles.

(4) Cette ligne auparavant dénommée « Autres engagements reçus » comprenait en 2009 les engagements réciproques des commandes d'exploitation (pour 2 516 millions d'euros) ainsi que les lignes de crédit non tirées (pour 578 millions d'euros). L'engagement réciproque au titre des commandes d'exploitation n'est plus présenté en 2010 en engagements reçus.

28.2 Commandes d'exploitation

(en millions d'euros)	Échéances			31/12/2010	31/12/2009 retraité
	moins d'un an	de 1 à 5 ans	plus de 5 ans		
Commandes de panneaux, turbines et combustibles	707	1 006	20	1 733	2 089
Locations opérationnelles – Preneur	39	43	109	191	78
Services long terme et engagements commerciaux	61	70	67	198	225
Autres	-	-	-	-	84
Prime de succès dans le cadre de contrats de partenariat	14	11	8	33	44
TOTAL COMMANDES D'EXPLOITATION	821	1 130	204	2 155	2 520

Le Groupe sécurise ses approvisionnements essentiellement en turbines et modules photovoltaïques par des contrats fermes pluriannuels. Ainsi, le Groupe s'est engagé à acheter et les tiers concernés à livrer de tels actifs.

Le Groupe est amené à signer des contrats de location opérationnelle à long terme, essentiellement pour la location de terrains dans le cadre de l'installation de parcs éoliens et photovoltaïques.

Il s'agit du montant nominal de tels contrats, sans indexation ni actualisation.

Dans le cadre du développement des projets, le Groupe conclut des accords de partenariat avec des tiers. Lorsque l'avancement des projets rend potentiel le versement d'une rémunération à ces tiers, une prime de succès est évaluée.

28.3 Engagements de financement reçus

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009 retraité
Lignes de crédit non tirées	1 031	0
Emprunts signés non tirés	574	578
TOTAL ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT REÇUS	1 605	578

Ce poste est composé des lignes de crédit non utilisées accordées par les banques (cf. note 22.3 – *Risque de liquidité*) ainsi que des emprunts déjà signés pour la construction de parcs par exemple mais qui n'ont pas encore été tirés et n'apparaissent donc pas au bilan. Les découverts bancaires ne sont pas inclus.

28.4 Garanties et engagements conditionnels

(en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009 retraité
Garanties données	350	249
Engagements d'acquisition de titres conditionnels	49	32
Autres engagements donnés	117	52
TOTAL GARANTIES ET ENGAGEMENTS	516	333

Le Groupe accorde des garanties dans le cadre des contrats de construction qu'il réalise (garanties de remise en état en cas de dégradation, garanties de complet achèvement, etc.).

Le montant total de telles garanties s'élève à 350 millions d'euros en 2010 contre 249 millions d'euros en 2009. Aucune information n'indique à ce jour qu'une de ces garanties sera mise en jeu.

Les engagements d'acquisition de titres correspondent aux options d'achat non comptabilisées au bilan car les conditions d'exercice de ces options ne sont pas réunies.

Les autres engagements donnés se rapportent principalement aux engagements conditionnels de financement d'entités non consolidées ou mises en équivalence.

NOTE 29 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises significatifs réalisés sur l'année 2010 concernent les opérations suivantes :

- ▶ acquisition aux États-Unis en juin 2010, de 100 % d'intérêts dans les sociétés Beacon et Corona, consolidées en intégration globale ;
- ▶ prise de contrôle de la société REETEC en Allemagne, à compter de janvier 2010, par le rachat de 44 % d'intérêts complémentaires. REETEC est désormais consolidée en intégration globale avec un taux d'intérêt de 72 %, alors qu'elle était consolidée en mise en équivalence à 28 % en 2009. Lorsque la prise de contrôle est réalisée par achats successifs de titres, les actions antérieurement détenues avant la prise de contrôle sont réévaluées à leur juste

valeur. Cette réévaluation des actions REETEC est enregistrée en résultat pour (169) milliers d'euros.

Les intérêts minoritaires ont été évalués pour leur juste valeur.

Les opérations ont été comptabilisées conformément aux dispositions introduites par la norme IFRS 3 révisée, qui sont décrites dans la section 3.2.2.

Les acquisitions des sociétés Beacon et Corona, réalisées à la fin du premier semestre 2010 ont été comptabilisées de manière provisoire au 31 décembre 2010. La juste valeur du prix d'acquisition ainsi que des actifs et des passifs acquis est susceptible d'être révisée, durant les 12 mois suivant la date d'acquisition, entraînant de ce fait une modification ultérieure des goodwill.

Les données relatives à ces regroupements sont présentées ci-dessous.

▶ ANALYSE DU COÛT D'ACQUISITION

<i>(en milliers d'euros)</i>	Total
Prix d'acquisition	14 296
Dettes sur acquisitions de titres	15 227
Juste valeur de la quote-part antérieurement détenue	1 014
Intérêts des minoritaires	1 014
COÛT D'ACQUISITION TOTAL	31 551
Juste valeur des actifs nets acquis	23 500
Écart d'acquisition dégagé	8 051

▶ ANALYSE DE L'ACTIF NET ACQUIS

<i>(en milliers d'euros)</i>	Total	
	Juste Valeur	VNC
Actif		
Immobilisations	53 369	31 814
Trésorerie et équivalents de trésorerie	711	711
Stocks	722	722
Autres actifs	12 432	6 478
TOTAL ACTIF	67 234	39 725
Passif		
Dettes financières	36 993	36 385
Juste valeur des instruments de couverture	-	-
Dettes d'exploitation	6 729	6 372
Autres passifs	12	12
ACTIF NET	23 500	(3 044)
Intérêts minoritaires	803	803
Actifs nets acquis	22 697	(3 847)
Résultat net depuis la date d'acquisition	-	(1 657)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	-	(1 913)

NOTE 30 Transactions avec les parties liées

► COMPTE DE RÉSULTAT (EN MILLIERS D'EUROS)

Société	Chiffre d'affaires		Charges opérationnelles		Produits financiers		Charges financières	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Actionnaires	113 769	90 198	(3 470)	(3 964)	4 602	-	(23 951)	(8 200)
Dirigeants mandataires	-	-	(2 173)	(2 153)	-	-	-	-
Co-entreprises	21 529	14 449	(62 830)	(42 046)	2 642	3 124	(7)	(40)
Entreprises associées	357	-	-	-	781	1 464	(1)	(2)
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	135 655	104 647	(68 473)	(48 163)	8 025	4 588	(23 959)	(8 242)

► BILAN – ACTIF (EN MILLIERS D'EUROS)

Société	Prêts et créances		Créances clients et autres créances d'exploitation		Charges constatées d'avance		Comptes courants financiers (cash pooling)	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Actionnaires	-	-	21 935	11 121	-	459	65 818	41 493
Co-entreprises	80 114	112 675	1 552	852	-	-	-	-
Entreprises associées	37 227	6 620	795	-	-	-	-	-
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	117 341	119 295	24 282	11 973	-	459	65 818	41 493

► BILAN – PASSIF (EN MILLIERS D'EUROS)

Société	Dettes financières		Dettes fournisseurs et autres dettes		Comptes courants passifs	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Actionnaires	1 144 611	690 944	-	-	5 333	5 300
Co-entreprises	9 492	347	18 486	8 893	353	30
Entreprises associées	63	62	-	-	-	1 134
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-
TOTAL	1 154 166	641 353	18 486	8 893	5 686	6 464

Par « Actionnaires », on entend de manière limitative EDEV, EDF et le groupe Mouratoglou.

Les relations avec EDF consistent essentiellement en de la vente d'électricité et des prêts.

Les co-entreprises sont les sociétés intégrées dans le périmètre de consolidation selon la méthode proportionnelle.

Les entreprises associées incluent les sociétés mises en équivalence.

Les transactions entre parties liées ne sont pas compensées entre elles.

NOTE 31 Événements postérieurs à la date de clôture

Il n'y a pas d'événements significatifs postérieurs à la clôture.

NOTE 32 Périmètre de consolidation

IG = Intégration globale

IP = Intégration proportionnelle

ME = Mise en équivalence

NI = Non intégré

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren	
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
EDF Energies Nouvelles SA								
EDF Energies Nouvelles France	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 434.689.915
Parc Eolien d'Antifer	France	(2)	0,00 %	0,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 434.518.999
Parc Eolien de Luc sur Orbieux	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 434.518.577
Parc Éolien d'Oupia	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 434.518.437
Parc Éolien de Castanet	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 437.923.402
Parc Éolien de la Côte de Jade	France		90,00 %	90,00 %	IG	90,00 %	90,00 %	IG 438.147.456
Parc Éolien des Polders du Dain	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 438.147.324
Parc Éolien de Fiennes	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 438.540.312
Parc Éolien de Villeseque	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 434.519.088
Parc Éolien de La Conque	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 441.054.186
Parc Éolien de Calsigas	France	(2)	0,00 %	0,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 449.604.701
Parc Éolien de Puech Negre	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 449.759.216
Parc Éolien de Cabreirens	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 449.759.158
EDF EN Services	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 387.498.926
Veulette	France		51,00 %	51,00 %	IG	51,00 %	51,00 %	IG 495.268.435
Parc Éolien de Cambouisset	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Électrique de l'Atlantique	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 403.460.355
Hydroélectrique du Canal Saint Louis	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 401.470.380
SIIF Ghana	France	(2)	0,00 %	0,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 424.132.587
TREE	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 439.959.412
TAC Martinique (ex EnXco SAS)	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 439.420.738
Solaire Participation	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Parc éolien des Barthes	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Neuvy et Villars	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Blauvac	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Manosque	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Sainte Tulle	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Gabardan Trackers	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Colsun	France		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Gabardan 1	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Gabardan 4	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Gabardan 7	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Parc Éolien de la Petite Moure	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren	
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
Parc Éolien de la Pierre	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Parc Éolien du Nipleau	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Parc Éolien des 3 Frères	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
SIIF Energies Outre Mer	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 389.475.294	
SDES Services	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 433.719.242	
Éolienne Sainte Rose	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 445.088.990	
SIIF Guadeloupe Services	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 438.147.910	
Réunion 1	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 422.092.841	
Petit Canal 1	France	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP 453.931.693	
Petit Canal 2	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 435.266.473	
Petit Canal 3	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 443.664.065	
Petit François	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 435.266.929	
SIIF Réunion Services	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Parc Solaire de la Roseraie	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Bouloc	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Pierrefonds services	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Beguey	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Puylobier	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Lou Paou	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 491.249.819
Centrale solaire de Narbonne	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 500.682.313
Noréole	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 445.203.128
EDF EN Développement	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 493.536.676
Parc Éolien de Salles Curan	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 449.597.046
Parc Éolien Chemin d'Ablis	France		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 479.892.812
Éoliennes Plat des Graniers	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Montendre	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Pierrefonds	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
EDF ENR	France		50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
Supra	France		40,64 %	81,28 %	IG	40,64 %	81,28 %	IG
Tenesol	France		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol Caraïbes	France		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol services Caraïbes	France		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol océan indien	France		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol services Océan indien	France		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol Mayotte	France		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol Nouvelle Calédonie	France		24,75 %	50,00 %	IP	24,75 %	50,00 %	IP
Tenesol Nouvelle Calédonie Services	France		24,75 %	50,00 %	IP	24,75 %	50,00 %	IP
Tenesol Polynésie	France		12,75 %	25,50 %	IP	12,75 %	25,50 %	IP
Tenesol Polynésie Services	France		12,75 %	50,00 %	IP	12,75 %	50,00 %	IP
Tenesa	Afrique du Sud		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol Manufacturing	Afrique du Sud		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol Afrique de l'Ouest	Sénégal		25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Tenesol Energie Maroc	Maroc		24,98 %	50,00 %	IP	24,98 %	50,00 %	IP

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
Temasol	Maroc	24,97 %	50,00 %	IP	24,97 %	50,00 %	IP
Tenesol Technologies	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Eau chaude Réunion	France	9,38 %	18,75 %	ME	9,38 %	18,75 %	ME
SECP 1	France	12,53 %	50,00 %	IP	12,53 %	50,00 %	IP
SCI Immo	France	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Ribo	France	50,00 %	100,00 %	IG	50,00 %	100,00 %	IG
Jacques Giordano Industries	France	12,50 %	25,00 %	ME	12,50 %	25,00 %	ME 351.193.347
Energie Solaire de France	France	31,62 %	51,00 %	IG	31,62 %	51,00 %	IG 431.692.813
Photon Power Technologies	France	50,00 %	100,00 %	IG	50,00 %	100,00 %	IG 498.173.905
Photon Technology	France	50,00 %	100,00 %	IG	50,00 %	100,00 %	IG
Transenergy	France	(2) 0,00 %	0,00 %	NI	21,00 %	100,00 %	IG
La Sare	France	(1) 100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Photon Power Industry	France	50,00 %	100,00 %	IG	50,00 %	100,00 %	IG
PV Alliance	France	(1) 20,00 %	40,00 %	ME	0,00 %	0,00 %	NI
EDF EN Portugal (ex SIIF Energies P.)	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Eolica do Centro	Portugal	29,90 %	29,90 %	ME	29,90 %	29,90 %	ME
Eolica de Montemuro	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Eolica da Arada	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
EEVM	Portugal	49,99 %	50,00 %	IP	49,99 %	50,00 %	IP
Eolicos de Cerveirenses	Portugal	42,50 %	42,50 %	IP	42,50 %	42,50 %	IP
Eolicos da Espiga	Portugal	49,99 %	49,99 %	IP	49,99 %	49,99 %	IP
Ventominho	Portugal	42,50 %	42,50 %	IP	42,50 %	42,50 %	IP
Eolica da Cabreira	Portugal	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
SIIF Energies Iberica	Espagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Bio Energia Santa Maria	Espagne	70,00 %	70,00 %	IG	70,00 %	70,00 %	IG
Fotosolar	Espagne	90,00 %	90,00 %	IG	90,00 %	90,00 %	IG
Aproving	Espagne	90,00 %	100,00 %	IG	90,00 %	100,00 %	IG
AAVYC Gestion 2000	Espagne	90,00 %	100,00 %	IG	90,00 %	100,00 %	IG
EDF EN Italia(ex Siif Servizi)	Italie	(4) 100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG
Fri El Puglia	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Sant'Agata	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Sardegna	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Nurri	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Andretta	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Campania	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Murge	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Ichnusa	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Campidano	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Solareolica	Italie	(4) 100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG
Murgeolica	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Terni Solar Energy	Italie	(4) 50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fotosolare	Italie	(4) 100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	100,00 %	IG
Bonorva	Italie	(4) 100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	100,00 %	IG

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren	
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
Energie Alternativa	Italie	(4)	50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Monte Grighine	Italie	(4)	50,00 %	50,00 %	IG	47,50 %	50,00 %	IG
Solareolica seconda	Italie	(4)	100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	100,00 %	IG
Solareolica Quarta	Italie	(4)	90,00 %	90,00 %	IG	85,50 %	90,00 %	IG
Energie	Italie	(4)	50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fotosolare Settima	Italie	(4)	50,00 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Sunflower	Italie	(4)	70,00 %	70,00 %	IG	66,50 %	70,00 %	IG
Solareolica Quinta	Italie	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Fotosolare Sesta	Italie	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Solaren	Italie	(1)	50,00 %	50,00 %	IP	0,00 %	0,00 %	NI
Fotosolare Sicilia	Italie	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Solar Green Energy 2 Sicilia	Italie	(1)	65,00 %	65,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Groupe Alco	Belgique		25,00 %	25,00 %	ME	25,00 %	25,00 %	ME
C-Power	Belgique		18,28 %	18,28 %	ME	18,28 %	18,28 %	ME
Verdesis	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Verdesis France	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Verdesis Services UK	Belgique		51,00 %	51,00 %	IG	51,00 %	51,00 %	IG
Verdesis Energie	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Verdesis Microturbine	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Verdesis Jonquiere	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Verdesis Sainte Sévère	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Verdesis Valoduo	Belgique		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Sablé Energies Vertes	Belgique		51,00 %	51,00 %	IG	51,00 %	51,00 %	IG
Revico Energies Vertes	Belgique		50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
enXco A/S	Danemark	(5)	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
EDF en UK (Westbury Windfarms LTD)	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Fenland Windfarms LTD	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Cumbria Wind Farms	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
First Windfarm Holdings	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Wind Prospect Developments	Angleterre		70,00 %	70,00 %	IG	70,00 %	70,00 %	IG
Red Tile	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Walkway	Angleterre		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
EDF Energy Renewables	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Burnfoot	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Fairfield	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Longpark	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Rusholme	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Teesside	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Bicker Ltd	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Walkway Wind Ltd	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Wind Prospect Developments II	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Royal Oak	Angleterre		50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
enXco GmbH	Allemagne		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
DK Windpark Beteiligungs	Allemagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
DK Windpark Kröpelin	Allemagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
HABSCHEID	Allemagne (1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Reetec	Allemagne (4)	72,00 %	72,00 %	IG	28,00 %	28,00 %	ME
EEN EGE Holding	Turquie	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Polat Enerjy	Turquie	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Dogal	Turquie	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Soma	Turquie	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Doruk	Turquie	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
Poyraz	Turquie	25,00 %	50,00 %	IP	25,00 %	50,00 %	IP
EEN Hellas	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Creta Hydrowind SA	Grèce (4)	100,00 %	100,00 %	IG	90,15 %	100,00 %	IG
Aioliki Didimon	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Energy Peloponnissou	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Karistou	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Energy Lakonias	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Lira	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Belecheri (ex Aioliki Malea)	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Peleta	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Lafkou	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Erateinis	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Ktistor Aioliki	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Aioliki Hellas	Grèce (4)	100,00 %	100,00 %	IG	90,00 %	100,00 %	IG
Viotia Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Trizina Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Tarnara Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Argolida Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Argos Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Niata Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Risiori Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Lekka Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Leontio Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Livadia Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Drambala Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Lakonias	Grèce (4)	100,00 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Argolidas	Grèce (4)	90,15 %	90,15 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Kristis	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Aigaiou	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Hanion	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Goritsa Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Maliaza Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Pournari Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Folea Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
Antillion Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Lithos Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Pigadia Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aries Aiolos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Fotos	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Energias	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktinia Peloponissou	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aktina Iliou	Grèce	99,95 %	100,00 %	IG	99,95 %	100,00 %	IG
Aioliki Mousouron	Grèce	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
EDF EN Greece	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
RETD	Grèce	75,00 %	75,00 %	IG	75,00 %	75,00 %	IG
PPC Renewables – EDF EN Greece	Grèce	51,00 %	50,00 %	IP	51,00 %	50,00 %	IP
EEN Viotia	Grèce	52,20 %	52,20 %	IP	52,20 %	52,20 %	IP
Aioliko Parko Aestos SA	Grèce	(4) 97,75 %	100,00 %	IG	98,75 %	100,00 %	IG
Ailoloko Parko Tsitomi SA	Grèce	(4) 97,75 %	100,00 %	IG	98,75 %	100,00 %	IG
Aioliko Parko Fokidas Profitis ilias	Grèce	(1) 97,75 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Inversiones Eolicas	Mexique	(4) 99,9957 %	99,997 %	IG	99,97 %	99,97 %	IG
Electrica del Valle de Mexico	Mexique	(4) 99,9954 %	99,9957 %	IG	99,86 %	99,90 %	IG
Energia del Ismo	Mexique	(4) 99,9954 %	100,00 %	IG	99,01 %	99,04 %	IG
EDF EN Servicios Mexico	Mexique	(1) 99,9957 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
enXco Servicios Mexico	Mexique	(1) 99,9957 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
SIIFELEC – France	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Hydroélectrique de Couzon	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 331.100.438
Électrique de Mulhouse	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 414.054.213
Energies Antilles	France	(2) 0,00 %	0,00 %	IG	65,00 %	65,00 %	IG 414.277.152
Hydroélectrique de Soccia	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 412.629.883
Hydroélectrique du Scopamène	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 418.265.880
Energies ASCO	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 345.172.225
Via Nova	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 334.120.318
Energies Saint Martin	France	(2) 0,00 %	0,00 %	IG	65,00 %	65,00 %	IG 437.682.677
Tenesa	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 439.956.160
Cogeri	France	35,00 %	35,00 %	ME	35,00 %	35,00 %	ME 420.287.245
SIIF Energies Bulgarie	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG 403.453.939
Pirinska Bistrïta Energuia SA	Bulgarie	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
Pirinska Bistrïta Kaskadi	Bulgarie	50,00 %	100,00 %	IG	50,00 %	100,00 %	IG
Mecamidi Ogosta	Bulgarie	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
Centrale Hydroélectrique de Bulgarie	Bulgarie	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Germanea	Bulgarie	(1) 51,00 %	51,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Recursos Energeticos	Espagne	85,00 %	85,00 %	IG	85,00 %	85,00 %	IG
A.I.R. of America, enXco Inc. (Groupe)	USA	(3) 100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
enXco Development Corp.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
enXco Service Corporation	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
enXco East Coast Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG

Sociétés		31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren
		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
North East Renewable Energy, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Alta Mesa Power Corporation	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Alta Mesa Phase III PartnershPC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm I, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Enxco Asset Holding, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm III, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm IV, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm V, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Windfarm VI, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms II, Inc.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms III, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms IV, Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms I, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms II, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms III, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms IV, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms V, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms VI, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms VII, Ltd.	USA	99,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms VIII, Ltd.	USA	99,50 %	100,00 %	IG	99,50 %	100,00 %	IG	
DifWind Farms IX, Ltd.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Champepadan Wind Power Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Moulton Wind Power Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Chandler Finance 2, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Chandler Finance 3, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Chandler Wind farm 2, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Chandler Wind farm 3, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Chanarambie Land Holdings LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Lower Imrie Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Linden Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Miller Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Alaska Wind Energy, LLC	USA	(2) 0,00 %	0,00 %	NI	50,00 %	50,00 %	IP	
Mojave Land, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Oasis Power Partners, LLC	USA	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP	
Hawi Renewable Development, LLC	USA	60,00 %	60,00 %	IG	60,00 %	60,00 %	IG	
Northern Wind Energy, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Buffalo Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Chanarambie Power Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Moulton Heights Wind Power Projects, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Muncie Power Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
North Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Vandy South Project, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Viking Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	

Sociétés	31 décembre 2010			31 décembre 2009			N° Siren	
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
Viking Wind Holdings, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Viking Wind Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Vindy Power Partners, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Wilson-West Wind Farm, LLC	USA	50,83 %	50,83 %	IP	50,83 %	50,83 %	IP	
Fenton Power Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Rattlesnake Wind Project, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Sacramento Soleil LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Solar Assets Inc.	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
FC Sun Harvest, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Shiloh Wind Project 2 LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Wapsipinicon Wind Project LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Northwest Wind Partners, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Patterson Pass Wind Farm, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Hoosier Wind Project	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Jayne, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Bayshore Soleil, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Enxco LFG Holding, LLC	USA	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Beacon Landfill Gas Holding, LLC	USA	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Greentree Landfill GC, LLC	USA	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Imperial LFG, LLC	USA	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
EDF En Canada	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Arnprior 1 GN Inc.	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Arnprior 2 GN Inc.	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Saint Isidore A	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Elmsley East	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Elmsley West	CAN	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	0,00 %	0,00 %	NI
Saint Laurent Energies	CAN	(4)	70,00 %	70,00 %	IG	60,00 %	100,00 %	IG
Saint Robert Bellarmin	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Massif du Sud	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Lac Alfred	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Clermont	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Rivière du Moulin	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
enXco Services Corp	CAN		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Batliboi	INDE		50,00 %	50,00 %	ME	50,00 %	50,00 %	ME

(1) Entrées de périmètre en 2010.

(2) Sorties de périmètre, déconsolidations et sociétés absorbées en 2010.

(3) A.I.R. Of America est un palier de consolidation regroupant un ensemble de sociétés aux USA détaillées ci-dessous.

(4) Variations de taux d'intérêt.

(5) enXco A/S est un palier de consolidation incluant la société Batliboi (Inde).

20.2 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés en normes IFRS au 31 décembre 2010

« Mesdames, Messieurs,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2010 sur :

- ▶ le contrôle des comptes consolidés de la société EDF Energies Nouvelles S.A., tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- ▶ la justification de nos appréciations ;
- ▶ la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1 OPINION SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 3.3 aux états financiers qui expose le changement de présentation induit pas le reclassement de certains passifs financiers au 31 décembre 2010.

2 JUSTIFICATION DES APPRÉCIATIONS

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Immobilisations corporelles

Comme indiqué dans la note 3.7.1 aux états financiers, la Société intègre dans le coût de revient des immobilisations corporelles produites en interne, les frais de développement et de réalisation qui répondent aux critères d'activation prévus par le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne. Nous avons examiné les critères et la méthodologie sous-tendant le caractère approprié de cette comptabilisation et nous nous sommes assurés que la note 12 fournit une information appropriée.

Pertes de valeur des actifs non financiers

La Société procède systématiquement, à chaque clôture, à un test de dépréciation des goodwill et des actifs à durée de vie indéfinie et évalue également s'il existe un indice de perte de valeur des actifs à long terme à durée de vie définie, selon les modalités décrites dans la note 3.8 aux états financiers. Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre de ce test de dépréciation ainsi que les prévisions de flux de trésorerie et hypothèses utilisées et nous avons vérifié que les notes 10, 11 et 12 donnent une information appropriée.

Impôts différés

La note 3.15.1 précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des impôts différés actifs. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées, à apprécier les hypothèses retenues et à vérifier que la note 24 aux états financiers fournit une information appropriée.

Instruments financiers dérivés

La note 3.10 précise les modalités d'évaluation et de comptabilisation des instruments financiers dérivés. Nos travaux ont consisté à examiner les données utilisées, à apprécier les hypothèses retenues et à vérifier que la note 16 aux états financiers fournit une information appropriée.

Traitements comptables non visés par le référentiel IFRS

Nous nous sommes assurés que la note 3.2.2 – Engagements de rachat d'intérêts minoritaires aux états financiers donne une information appropriée sur le traitement comptable retenu par votre Société pour les engagements de rachat d'intérêts minoritaires qui ne font pas l'objet d'une norme ou d'une interprétation spécifique dans le référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3 VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés. »

Les commissaires aux comptes,

Paris La Défense et Paris, le 8 février 2011

KPMG Audit, Département de KPMG S.A.

Alain Martin & Associés

Catherine Porta
Associée

Alain Martin
Associé

20.3 Honoraires des commissaires aux comptes

➤ RÉCAPITULATIF DES HONORAIRES DU COLLÈGE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES DE LA SOCIÉTÉ AU TITRE DE L'EXERCICE 2010

(en milliers d'euros)	KPMG				Alain Martin et Associés			
	Montant (HT)		%		Montant (HT)		%	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
Audit								
➤ Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés								
- Émetteur ⁽¹⁾	814	835	42,4 %	46,6 %	351	343	49,8 %	61,6 %
- Filiales intégrées globalement	1 107	938	57,6 %	52,3 %	354	210	50,2 %	37,7 %
➤ Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissaire aux comptes								
- Émetteur ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
- Filiales intégrées globalement	-	-	-	-	5	-	-	-
Sous-total	1 921	1 773	100 %	98,9 %	705	553	100 %	99,3 %
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement								
➤ Juridique, fiscal, social	-	20	0,0 %	1,1 %	-	2	0,0 %	0,4 %
➤ Contrôle interne	-	-	0,0 %	-	-	-	-	0,0 %
➤ Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	-	-	-	-	-	2	0,0 %	0,4 %
Sous-total	-	20	0,0 %	1,1 %	-	4	0,0 %	0,7 %
TOTAL	1 921	1 793	100 %	100 %	705	557	100 %	100 %

(1) EDF Energies Nouvelles S.A.

Les honoraires versés par les sociétés intégrées proportionnellement par EDF Energies nouvelles ont représenté 0,41 million d'euros en 2010 contre 0,37 million d'euros en 2009 dont respectivement 0,22 et 0,25 million d'euros pour KPMG.

Enfin certaines filiales du Groupe sont auditées par des commissaires aux comptes autres que ceux du collège des commissaires aux comptes de la Société ; en 2010, le montant des honoraires qui leur a été versé est resté stable par rapport à 2009 à 1,3 million d'euros.

20.4 Politique de distribution de dividendes

Pour l'exercice 2010, le Conseil d'administration de la Société proposera à l'assemblée générale des actionnaires prévue le 27 mai 2011 le versement d'un dividende de 0,42 euro par action, soit 30,71 % du résultat net consolidé du Groupe.

Le résultat de l'exercice 2010, qui s'élève à 38 050 728 euros, serait affecté de la façon suivante :

➤ Réserve légale	1 902 536 euros
➤ Dividendes	32 578 735 euros
➤ Distribution du report à nouveau	3 569 457 euros

Si au jour de la mise en paiement des dividendes, la Société détenait certaines de ses propres actions, le bénéfice correspondant aux dividendes non versés en raison de ces actions, en application de l'article L. 225-210 alinéa 4 du Code de commerce, serait affecté à

la réserve ordinaire. Enfin, il est précisé que la totalité du dividende mis en distribution est éligible à l'abattement de 40 % « bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France », tel que prévu à l'article 158-3 du Code général des impôts.

Les dividendes versés par la Société au cours des trois dernières années sont les suivants :

Année	Montant du dividende
2010	0,38 € par action
2009	0,27 € par action
2008	0,26 € par action

20.5 Procédures judiciaires et d'arbitrage

Le Groupe est impliqué dans certains différends et procédures administratives, judiciaires et arbitrales dans le cadre de la marche ordinaire de son activité. Son activité de développeur de parcs éoliens et de centrales photovoltaïques le conduit à mettre occasionnellement en jeu les garanties contractuelles, notamment de conformité et de bon fonctionnement, consenties par les fabricants d'éléments techniques, notamment les turbines pour les parcs éoliens.

Le Groupe constitue une provision chaque fois qu'un risque déterminé présente une probabilité sérieuse de réalisation avant la clôture de l'exercice et qu'une estimation des conséquences financières liées à ce risque est possible.

Les principaux différends et procédures administratives, judiciaires ou arbitrales en cours dans lesquels le Groupe est impliqué sont détaillés ci-dessous :

Recours contre les permis de construire en France – L'implantation sur le territoire français d'un parc éolien ou d'une centrale photovoltaïque au sol, nécessite l'obtention préalable d'un permis de construire. Certaines associations sont mobilisées contre ce type de projets et intentent des recours systématiques contre les décisions accordant les permis. Bien que ces procédures n'aboutissent que rarement, plusieurs permis de construire obtenus par le Groupe en France pour des projets de parcs éoliens font actuellement l'objet d'un recours contentieux. Ces recours, s'ils donnent lieu à l'annulation du permis de construire, peuvent aboutir à la suspension des travaux de construction du parc éolien, lorsque celui-ci est en cours d'installation, ou, si un recours spécifique est introduit devant le juge judiciaire (après annulation du permis de construire), au démantèlement du parc éolien, lorsque les travaux de construction sont achevés. Au 31 décembre 2010, les parcs de Corbières – Méditerranée (20,7 MW), Fraisse-sur-Agout (23 MW), Sauveterre (12 MW) et Allanche (24 MW) font l'objet de recours en annulation du permis de construire correspondant.

Recours contre l'instauration des zones de développement de l'éolien (« ZDE ») en France – Les parcs éoliens de Salles-Curan (60 MW) et de Corbières Méditerranée (20,7 MW) font l'objet de

recours contentieux par des associations locales, demandant le retrait des arrêtés préfectoraux ayant instauré les ZDE correspondantes. En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, telle que modifiée par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, à défaut d'être implantés dans une ZDE, les nouveaux parcs éoliens ne peuvent pas bénéficier de l'obligation d'achat d'électricité par EDF ou les distributeurs non nationalisés. Toutefois, la loi n° 2005-781 a prévu un régime transitoire qui permet aux installations qui ne se situent pas dans le périmètre d'une ZDE de bénéficier de l'obligation d'achat à la demande de leurs exploitants à condition : (i) que la puissance installée par le site de production n'excède pas 12 MW, (ii) que l'autorité administrative leur ait accordé, avant le 14 juillet 2007, le bénéfice de l'obligation d'achat et (iii) qu'un dossier complet de demande de permis de construire ait été déposé dans le même délai. Dans l'hypothèse où l'un des arrêtés de ZDE précités serait annulé, le Groupe pourrait procéder à une reconfiguration des parcs considérés en plusieurs parcs de taille inférieure à 12 MW, dont certains seraient cédés à des tiers afin de pouvoir bénéficier de l'obligation d'achat au titre du régime transitoire.

Différend avec Green Ridge Power LLC – enXco, la principale filiale américaine de la Société, connaît actuellement un différend avec Green Ridge Power, LLC, une filiale de la société Florida Power & Light Energy, concernant les parcs de Shiloh et enXco 5. enXco assure l'exploitation-maintenance du parc d'enXco 5 sur des terrains qui font l'objet de servitudes de second rang (*subeasements*), ces dernières permettant de telles activités. Green Ridge Power, LLC, qui détient des servitudes de premier rang (*easements*) sur ces mêmes terrains, considère que, faute de son accord, les servitudes de second rang mentionnées ci-dessus n'ont pas été valablement étendues à la réalisation du *repowering* sur le site d'enXco 5 et à l'installation de câbles souterrains permettant l'évacuation de l'électricité produite par le parc de Shiloh (cédé par enXco à Iberdrola Renovables en 2005). Iberdrola Renovables a notifié à son assurance ainsi qu'à enXco des demandes d'indemnisation dans le cadre de la cession du parc de Shiloh. Les négociations en vue de réorganiser les droits d'exploitation d'enXco, Iberdrola Renovables et Green Ridge Power LLC dans les régions concernées sont dans leur phase finale.

Recours relatif au parc de Glassmoor – Au Royaume-Uni, des particuliers ont déposé un recours à l'encontre d'une filiale d'EDF EN UK, Fendlands Windfarm Ltd qui exploite le parc éolien de Glassmoor (16 MW), pour nuisance sonore. Les demandeurs prétendent que le parc crée des nuisances sonores intolérables et ce depuis le démarrage de son exploitation en 2006, les contraignant à déménager. Ils réclament dès lors la mise à l'arrêt de deux turbines et une indemnisation pour le préjudice subi.

Différend lié à l'acquisition de la société Ribo – En 2008, EDF Energies Nouvelles Réparties a acquis la société Ribo auprès de son fondateur et principal actionnaire, M. Ribo. Le contrat d'acquisition prévoyait alors un complément de prix à verser à M. Ribo compte tenu de l'exploitation ultérieure des brevets concomitamment cédés par ce dernier. Le 15 novembre 2010, M. Ribo a assigné les sociétés Ribo et EDF Energies Nouvelles Réparties devant le Tribunal de Grande Instance de Paris, alléguant le non-respect par Ribo de son obligation d'exploitation desdits brevets et le non-respect par EDF Energies Nouvelles Réparties de ses obligations de co-développement des brevets avec Ribo. Le Groupe considère que ces demandes ne sont pas fondées ; l'audience est attendue au cours des prochains mois.

Recours de Solaire Direct – En France, la société Solaire Direct, un concurrent du Groupe, a saisi en mai 2008 le Conseil de la concurrence, devenue Autorité de la concurrence, d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant à la société EDF et aux sociétés EDF Energies Nouvelles et EDF Energies Nouvelles Réparties (détenue à parité par EDF et EDF Energies Nouvelles, « EDF ENR ») de faire un usage abusif de leur position dominante sur les marchés de la production, de la distribution et de la fourniture d'électricité, afin de pénétrer le marché émergent de l'offre globale de services destinés à la production d'électricité photovoltaïque. Solaire Direct prétend notamment qu'EDF tente de restreindre l'accès au marché amont de l'approvisionnement en panneaux, afin de verrouiller le marché aval de l'offre photovoltaïque globale.

Le 8 avril 2009, l'Autorité de la concurrence a enjoint au groupe EDF de (i) supprimer dans tous les supports de communication de la marque Bleu Ciel d'EDF toute référence à l'activité d'EDF ENR

dans la filière solaire photovoltaïque, (ii) faire cesser, par les agents répondant au 3929 (le numéro d'appel mis en place par EDF pour les informations sur l'installation de panneaux photovoltaïques), toute référence aux services offerts par EDF ENR, (iii) mettre fin à toute communication à EDF ENR d'informations recueillies par le 3929 et (iv) ne plus mettre à la disposition d'EDF ENR d'informations dont EDF dispose du fait de ses activités de fournisseur de services d'électricité aux tarifs réglementés. Le groupe EDF s'est conformé à ces injonctions. L'instruction au fond, elle, se poursuit. Au terme de cette instruction au fond (qui devrait durer entre 12 et 18 mois), si l'Autorité de la concurrence devait conclure à l'existence de pratiques anticoncurrentielles mises en œuvre, elle pourrait être conduite à prononcer, notamment, une sanction financière en application des dispositions de l'article L. 464-2 du Code de commerce. Les sanctions éventuelles sont proportionnées à la gravité des faits reprochés, à l'importance du dommage à l'économie et à la situation de l'entreprise, dans la limite d'un montant maximum potentiel de 10 % du chiffre d'affaires mondial hors taxes de l'entreprise.

Recours d'Euro Power Technology – En France, la société Euro Power Technology (EPT) a saisi en juin 2008 le Conseil de la concurrence, devenue Autorité de la concurrence, d'une plainte assortie d'une demande de mesures conservatoires, reprochant aux sociétés Verdesis et Verdesis France, filiales d'EDF Energies Nouvelles, et à la société EDF, de mettre en œuvre des pratiques anticoncurrentielles sur le marché du biogaz, ayant eu pour conséquence une éviction de ce marché pour EPT. Par décision du 16 avril 2010, l'Autorité de la concurrence a rejeté l'ensemble des demandes d'EPT. A la suite d'un appel interjeté par EPT, la Cour d'appel de Paris a confirmé par deux décisions des 1^{er} juin et 2 décembre 2010 la position de l'Autorité de la concurrence. EPT a formé un pourvoi en cassation le 28 décembre 2010.

A la date du présent document de référence, outre les différends et procédures susvisés, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, de procédure gouvernementale, judiciaire ou arbitrale, y compris de menace d'une telle procédure, susceptible d'avoir ou ayant eu au cours des douze derniers mois une incidence significative sur la situation financière ou la rentabilité de la Société et du Groupe.

20.6 Changement significatif de la situation financière ou commerciale

A la connaissance de la Société, il n'y a eu aucun changement significatif de la situation financière ou commerciale depuis le 31 décembre 2010.

21 Informations complémentaires

21.1 Renseignements de caractère général concernant le capital

21.1.1 MONTANT DU CAPITAL (ARTICLE 7 DES STATUTS)

A la date du document de référence, le capital social est fixé à 124 109 465,60 euros, divisé en 77 568 416 actions ordinaires d'une valeur nominale de 1,6 euro chacune.

Les actions de la Société sont entièrement souscrites, intégralement libérées et toutes de même catégorie.

21.1.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL

Néant

21.1.3 ACTIONS DÉTENUES PAR LA SOCIÉTÉ OU POUR SON PROPRE COMPTE

(A) Programme de rachat

L'assemblée générale du 25 mai 2010 a autorisé, le Conseil d'administration, pour une durée de dix-huit mois, avec faculté de subdélégation dans les conditions prévues par la loi, à faire acheter par la Société ses propres actions conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de commerce, du règlement n° 2273/2003 de la Commission Européenne du 22 décembre 2003, et des pratiques de marché admises par l'Autorité des marchés financiers, dans la limite de 10 % du capital social calculé sur la base du capital social existant au moment du rachat. Cette limite est abaissée à 5 % du capital social dans le cas visé au paragraphe (iv) ci-dessous.

Les achats d'actions pourront être effectués dans le respect des dispositions législatives et réglementaires applicables et en conformité avec l'évolution du droit positif, et notamment en vue :

- ▶ d'assurer la liquidité et d'animer le marché des titres de la Société par l'intermédiaire d'un prestataire de services d'investissement agissant de manière indépendante dans le cadre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie reconnue par l'Autorité des marchés financiers ;
- ▶ d'allouer des actions aux membres du personnel de la Société et notamment dans le cadre (i) de la participation aux résultats de l'entreprise, (ii) de tout plan d'options d'achat d'actions de la Société, dans le cadre des dispositions des articles L. 225-177 et suivants du Code de commerce, ou (iii) de tout plan d'épargne conformément aux articles L. 443-1 et suivants du Code du

travail ou toute attribution gratuite d'actions dans le cadre des dispositions des articles L. 225-197-1 et suivants du Code de commerce, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur délégation du Conseil d'administration appréciera ;

- ▶ de remettre les actions de la Société lors de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échange, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société dans le cadre de la réglementation en vigueur, ainsi que de réaliser toutes opérations de couverture afférentes à ces opérations, dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur délégation du Conseil d'administration appréciera ;
- ▶ de conserver les actions de la Société et de les remettre ultérieurement à titre de paiement ou d'échange dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe dans le respect de la pratique de marché admise par l'Autorité des marchés financiers. Il est précisé que le nombre maximal de titres acquis par la Société en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de scission ou d'apport ne pourra excéder 5 % de son capital social ;
- ▶ d'annuler les actions de la Société dans le cadre d'une réduction du capital social ;

- de mettre en œuvre toute pratique de marché qui viendrait à être admise par l'Autorité des marchés financiers et, plus généralement, de réaliser toute opération conforme à la réglementation en vigueur.

L'acquisition, la cession, le transfert ou l'échange de ces actions pourront être effectués par tous moyens, en particulier, par interventions sur le marché ou de gré à gré, y compris par offre publique ou transaction de blocs d'actions (qui pourront atteindre la totalité du programme) dans les conditions prévues par les autorités de marché et aux époques que le Conseil d'administration ou la personne agissant sur la délégation du Conseil d'administration appréciera. Ces moyens incluent l'utilisation de tout instrument

financier dérivé négocié sur un marché réglementé ou de gré à gré et la mise en place de stratégies optionnelles dans les conditions autorisées par les autorités de marché compétentes, pour autant que ces moyens ne concourent pas à accroître de façon significative la volatilité du titre. Les actions pourront, en outre, faire l'objet de prêts, conformément aux dispositions des articles L. 432-6 et suivants du Code monétaire et financier.

Le prix maximum d'achat par action ne devra pas excéder 70 euros.

Le montant maximum que la Société pourrait consacrer au programme de rachat de ses propres actions ne pourra excéder la somme de 150 millions d'euros.

(B) Actions détenues en propre

Au 31 décembre 2010, la Société et ses filiales détiennent 194 035 actions d'autocontrôle soit 0,25 % du capital de la Société.

L'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 statuant à titre ordinaire a autorisé le Conseil d'administration pour une durée de 18 mois à racheter les actions de la Société dans la limite de 10 % du capital social.

Répartition par objectifs des opérations d'achat d'actions réalisées :

Objectifs de rachat	Nombre de titres
Contrat de liquidité	115 564
Conservation des titres et remise ultérieure en paiement ou à l'échange dans le cadre d'opérations de croissance externe	Néant
Couverture des plans d'options ou allocations d'actions à des salariés ou des titres de créances convertibles	78 471
Annulation des titres acquis	Néant
TOTAL	194 035

Aucune réallocation des actions à d'autres finalités ou objectifs n'a été réalisée.

Rachat d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité

Le 6 février 2007, la Société a confié à Natexis Bleichroeder, filiale de NATIXIS, la mise en œuvre d'un contrat de liquidité conforme à la charte de déontologie établie par l'Association Française des Entreprises d'Investissement telle qu'approuvée par l'Autorité des marchés financiers par décision du 22 mars 2005. Ce contrat a été conclu pour une durée d'un an, renouvelable par tacite reconduction. Pour la mise en œuvre de ce contrat, 7 000 000 euros ont été affectés au compte de liquidité.

Au 31 décembre 2010, le compte de liquidité comportait 115 564 titres EDF Energies Nouvelles et un montant disponible de 3 084 807,19 euros.

Sur la totalité de l'exercice 2010, la Société, dans le cadre du contrat de liquidité, a procédé au rachat de 1 117 710 actions à un cours moyen de 32,25 euros de même qu'à la vente de 1 086 801 actions à un cours moyen de 32,30 euros.

Le montant des frais de négociation pour l'année 2010 est de 35 000 euros.

Rachat d'actions propres afin de couvrir les plans d'attribution d'actions gratuites

La Société a confié en novembre 2009 à un prestataire de services d'investissements, la mission d'acquérir dans le cadre du programme de rachat, des actions à l'effet de couvrir les plans d'actions gratuites décidés le 12 novembre 2009. Dans ce cadre, 73 064 actions, d'une valeur nominale de 1,6 euro, ont été acquises au prix moyen de 36,29 euros, soit un montant total de 2 651 431,56 euros. L'intégralité des actions a été affectée à la couverture desdits plans.

21.1.4 AUTRES TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

Néant.

21.1.5 CAPITAL SOCIAL AUTORISÉ, MAIS NON ÉMIS

Les délégations et autorisations d'émettre des actions et autres valeurs mobilières consenties au Conseil d'administration par l'assemblée générale des actionnaires sont les suivantes :

Délégation de Compétence/Autorisations	Durée de validité	Plafond autorisé en valeur nominale
Réduction de capital par annulation des actions détenues en propre	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	10 % du capital de la Société à la date d'annulation
Augmentation de capital avec maintien du droit préférentiel de souscription, par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	62 500 000 euros ⁽¹⁾ (800 000 000 euros pour les titres de créances)
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription mais avec délai de priorité par émission d'actions ou de valeurs mobilières donnant accès immédiatement et/ou à terme au capital de la Société ou à des titres de créance par voie d'offre au public.	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	40 000 000 euros ⁽¹⁾ (800 000 000 euros pour les titres de créances)
Autorisation au Conseil en cas d'émission avec suppression du droit préférentiel de souscription de fixer le prix d'émission dans les conditions fixées par l'assemblée générale	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	Dans la limite de 10 % du capital social par période de 12 mois.
Augmentation du montant des émissions avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription en cas de demandes excédentaires	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	Dans la limite de 15 % de l'émission initiale
Augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfices ou primes d'émission, de fusion ou d'apport, ou toute autre somme dont la capitalisation serait admise	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	12 500 000 euros ⁽¹⁾
Augmentation de capital réservée aux adhérents d'un plan d'épargne d'entreprise dans le cadre des dispositions du Code du commerce et des articles L. 3332-18 et suivants du Code du travail	26 mois (à compter du 26 mai 2010)	3 750 000 euros ⁽¹⁾
Autorisation d'utiliser les délégations d'augmentation et de réduction du capital social en période d'offre publique visant les titres de la Société	n.a.	n.a.
Augmentation de capital réservée aux salariés dans le cadre d'attribution gratuite d'actions	38 mois (à compter du 26 mai 2010)	1 % du capital social au moment de l'attribution 71 550 actions gratuites attribuées le 10/11/2010 (plan n° 6) 27 977 actions gratuites attribuées le 10/11/2010 (plan n° 7)

(1) Ce montant nominal maximal s'impute sur le plafond global des 100 000 000 euros.

L'assemblée générale des actionnaires du 26 mai 2010 a fixé le plafond des augmentations de capital susvisées à 100 000 000 euros. Aucune augmentation de capital n'est intervenue depuis.

Concernant l'autorisation d'augmentation de capital réservée aux salariés dans le cadre d'attribution gratuite d'actions du 30 mai 2007 qui a expiré en 2010, il reste en cours d'acquisition – au titre du plan n° 4 du 12 novembre 2009 – 64 300 actions gratuites et – au titre du plan n° 5 du 12 novembre 2009 – 16 822 actions gratuites.

21.1.6 OPTIONS OU ACCORDS PORTANT SUR LE CAPITAL DE LA SOCIÉTÉ

Les deux principaux actionnaires de la Société, M. Pâris Mouratoglou et la société EDEV, ont conclu un pacte d'actionnaires le 11 octobre 2010. Ses principales dispositions sont détaillées au paragraphe 18.4 du présent document de référence.

21.1.7 HISTORIQUE DU CAPITAL SOCIAL AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission/ d'apports	Actions créées ou annulées	Valeur nominale (en euros)	Nombre d'actions cumulé	Capital après opération (en euros)
19/10/2005	Augmentation de capital	68 956 608	72 170	1 000	1,6	4 310 788	68 972 608
18/09/2006	Division de la valeur nominale des actions	68 972 608	n.a.	n.a.	1,6	43 107 880	68 972 608
28/11/2006	Augmentation de capital (introduction en Bourse)	68 972 608	320 482 061	12 139 472	1,6	55 247 352	88 395 763,20
28/11/2006	Augmentation de capital (exercice de l'option de surallocation)	88 395 763,20	48 072 288	1 820 920	1,6	57 068 272	91 309 235,20
28/11/2006	Augmentation de capital (réservée à EDEV)	91 309 235,20	126 679 449,60	4 798 464	1,6	61 866 736	98 986 777,60
14/12/2006	Augmentation de capital (réservée aux salariés PEG)	98 986 777,60	1 964 279	93 216	1,6	61 959 952	99 135 923,20
14/12/2006	Augmentation de capital (réservée aux salariés hors PEG)	99 135 923,20	2 502 244,8	94 782	1,6	62 054 734	99 287 574,40
30/09/2008	Augmentation de capital avec DPS	99 287 574,40	474 718 699,80	15 513 683	1,6	77 568 417	124 109 467,20
30/09/2008	Annulation 1 action	124 109 467,20	n.a.	1	1,6	77 568 416	124 109 465,60

21.2 Acte constitutif et statuts

21.2.1 OBJET SOCIAL

La Société a pour objet directement ou indirectement, en France et à l'étranger, tant pour elle-même que pour le compte de tiers :

- la participation financière directe ou indirecte, par tous moyens, dans toute opération, entreprise, société ou groupement industriel ou commercial, en particulier dans le domaine de l'énergie et dans tout autre domaine ;
- l'achat et la vente de tous biens immeubles, bâtis ou non, situés tant en France qu'à l'étranger ainsi que toutes activités annexes et connexes, financières, immobilières et autres ayant pour conséquences, directes ou indirectes, de faciliter cette activité ;
- et plus généralement, toutes opérations financières, industrielles, commerciales, mobilières ou immobilières, se rattachant directement ou indirectement à l'objet social.

21.2.2 STIPULATIONS STATUTAIRES RELATIVES AUX ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION – RÈGLEMENT INTÉRIEUR DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le descriptif ci-dessous résume les principales stipulations des statuts et du règlement intérieur relatives au Conseil d'administration, en particulier à son mode de fonctionnement et à ses pouvoirs.

(A) Conseil d'administration

Composition du Conseil d'administration (extrait de l'article 14 des statuts)

Sous réserve de la dérogation légale applicable en cas de fusion, la Société est administrée par un Conseil composé de trois membres au moins et de dix-huit membres au plus, nommés par l'assemblée générale ordinaire des actionnaires. Le Conseil comprend au moins deux administrateurs indépendants.

Chaque administrateur doit être, pendant toute la durée de ses fonctions, propriétaire au moins d'une action. Si, le jour de sa nomination, un administrateur n'est pas propriétaire du nombre d'actions requis ou si, en cours de mandat, il cesse d'en être propriétaire, il est réputé démissionnaire d'office s'il n'a pas régularisé sa situation dans le délai de six mois.

Le nombre d'administrateurs personnes physiques et de représentants permanents de personnes morales, âgés de plus de 70 ans, ne pourra dépasser le tiers des administrateurs en exercice.

Un salarié de la Société ne peut être nommé administrateur que si son contrat correspond à un emploi effectif. Le nombre des administrateurs liés à la Société par un contrat de travail ne peut dépasser le tiers des administrateurs en fonction.

Durée des fonctions (extrait de l'article 14 des statuts)

La durée des fonctions des administrateurs est de six années.

L'administrateur nommé en remplacement d'un autre ne demeure en fonction que pour la durée restant à courir du mandat de son prédécesseur.

Tout membre sortant est rééligible.

Président du Conseil d'administration (article 17 des statuts)

Le Conseil d'administration élit parmi ses membres un Président qui est, à peine de nullité de la nomination, une personne physique. Il détermine sa rémunération dans les conditions fixées par la loi.

Le Président est nommé pour une durée qui ne peut excéder celle de son mandat d'administrateur. Il est rééligible. Le Conseil d'administration peut le révoquer à tout moment.

Le Président du Conseil d'administration organise et dirige les travaux du Conseil d'administration, dont il rend compte à l'assemblée générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Pour l'exercice de ses fonctions, le Président doit être âgé de moins de 75 ans. Lorsqu'en cours de mandat, cette limite d'âge aura été atteinte, le Président est réputé démissionnaire d'office et il est procédé à la désignation d'un nouveau Président.

Délibérations du Conseil d'administration (article 15 des statuts)

Les administrateurs sont convoqués par le Président, ou en son nom par toute personne qu'il désignera, aux séances du Conseil par tous moyens, même verbalement, soit au siège social, soit en tout autre endroit indiqué dans la convocation.

Les délibérations sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi. Par exception, les délibérations suivantes ne pourront être prises qu'avec un vote favorable de plus des deux tiers des administrateurs présents ou représentés :

- approbation du budget de frais généraux et de frais de développement (coût de développement en numéraire et coût de structure *corporate*), si leur croissance est supérieure à 15 % par rapport au budget de l'année précédente ;
- approbation des investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité en vigueur au sein du groupe dont la Société fait partie ;
- approbation de la vente ou de la réalisation d'actifs d'une valeur supérieure à 25 000 000 euros, à l'exception de la vente d'installations clés en main ;
- autorisation de tout investissement dans des pays extérieurs à l'Union Européenne et aux États-Unis ;
- décision de soumettre à l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires toute modification statutaire relative aux règles de distribution de dividendes ;
- décision de révoquer le Directeur général avant le 31 décembre 2010 pour un motif autre qu'une faute grave ou une insuffisance manifeste ;
- approbation de l'acquisition ou cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF.

Toutefois, dès lors que le nombre d'administrateurs indépendants au sein du Conseil d'administration sera porté à trois, les décisions visées ci-dessus seront de nouveau adoptées à la majorité simple des administrateurs présents ou représentés.

Le Président n'a pas de voix prépondérante dans le cadre des décisions du Conseil d'administration.

Pouvoirs du Conseil d'administration (extrait de l'article 16 des statuts)

Le Conseil d'administration dispose de pouvoirs et exerce sa mission dans les conditions fixées par l'article L. 225-35 du Code de commerce, par le règlement intérieur adopté par le Conseil d'administration et par les statuts de la Société.

Il détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent.

Censeurs (extrait de l'article 14 des statuts)

Le Conseil d'administration peut nommer un ou plusieurs censeurs, dans la limite d'un nombre maximum de deux. Les censeurs sont des personnes physiques ou morales, choisies parmi les actionnaires ou en dehors d'eux. La durée des fonctions des censeurs est de deux années sauf démission ou cessation anticipée des fonctions décidée par le Conseil. Les modalités d'exercice de la mission des censeurs, en ce compris leur éventuelle rémunération, sont arrêtées par le Conseil d'administration. Les censeurs sont rééligibles. Ils sont convoqués aux réunions du Conseil d'administration et prennent part aux délibérations avec voix consultative.

A la date du présent document de référence, aucun censeur n'a été désigné au Conseil d'administration de la Société.

(B) Direction générale (extrait de l'article 18 des statuts)

Modalités d'exercice

Conformément à l'article L. 225-51-1 du Code du commerce, la Direction générale de la Société est assumée sous sa responsabilité, soit par le Président du Conseil d'administration, soit par une autre personne physique nommée par le Conseil d'administration et qui prend le titre de Directeur général.

Le choix entre ces deux modalités d'exercice de la Direction générale est effectué par le Conseil d'administration. La délibération du Conseil relative au choix de la modalité d'exercice de la Direction générale est prise à la majorité des administrateurs présents ou représentés. Le choix du Conseil d'administration est porté à la connaissance des actionnaires et des tiers dans les conditions prévues par la réglementation en vigueur.

Le changement de la modalité d'exercice de la Direction générale n'entraîne par une modification des statuts.

En fonction de la modalité d'exercice retenue par le Conseil d'administration, le Président ou le Directeur général assure sous sa responsabilité la Direction générale de la Société.

Le Directeur général est nommé par le Conseil d'administration qui fixe la durée de son mandat, détermine sa rémunération et, le cas échéant, les limitations de ses pouvoirs.

Pour l'exercice de ses fonctions, le Directeur général doit être âgé de moins de 70 ans. Lorsqu'en cours de mandat, cette limite d'âge aura été atteinte, le Directeur général se maintient en fonction jusqu'à la prochaine réunion du Conseil d'administration.

Le Directeur général est révocable à tout moment par le Conseil d'administration. Si la révocation est décidée sans juste motif, elle peut donner lieu à dommages-intérêts, sauf lorsque le Directeur général assume les fonctions de Président du Conseil d'administration.

Pouvoirs du Directeur général

Le Directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toute circonstance au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social, et sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration.

Toutefois, le Conseil d'administration a décidé de soumettre à son autorisation préalable certaines décisions du Directeur général :

(a) dès lors que leur montant excédera le seuil de 50 000 000 euros :

- les décisions d'investissements ;
- la signature de contrats, autres que ceux associés à un investissement autorisé par le Conseil, impliquant un tel montant d'engagement, ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent ;
- les emprunts d'un montant unitaire égal ou supérieur à ce seuil ou d'un montant unitaire inférieur lorsque leur montant cumulé annuel excédera ce seuil, à l'exception de ceux qui auraient déjà été acceptés dans le cadre de l'approbation d'un ou plusieurs projets d'investissements et de ceux s'inscrivant dans le cadre d'une enveloppe globale autorisée par le Conseil d'administration (ligne de crédit « *corporate* ») ;

➤ tous investissements ou engagements (en ce compris les garanties, cautions, gages, hypothèques et autres sûretés), même d'un montant unitaire inférieur à ce seuil lorsque leur montant cumulé annuel (ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent) excédera ce seuil ;

(b) dès lors que leur montant unitaire excédera le seuil de 25 000 000 euros :

- les décisions de désinvestissement (ce seuil s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent) ;

(c) en deçà des seuils précisés aux paragraphes (a) et (b), le Directeur général pourra prendre les décisions ci-dessus sans l'autorisation préalable du Conseil, à la double condition (i) qu'elles portent sur des opérations intervenant dans les secteurs d'activité habituels de la Société (éolien terrestre, solaire, photovoltaïque et biomasse) et dans des pays appartenant à l'Union Européenne et l'Amérique du Nord et (ii) qu'entre 2 000 000 euros et les seuils ci-dessus de 50 000 000 euros ou (pour les désinvestissements) 25 000 000 euros, le Comité des engagements de la Société ait préalablement émis un avis favorable à l'unanimité. Dans le cas où l'une et/ou l'autre de ces conditions ne seraient pas remplies, la ou les décisions concernées nécessiteront l'autorisation préalable du Conseil d'administration ;

(d) les opérations ou décisions suivantes seront également soumises à l'approbation préalable du Conseil d'administration :

- l'adoption du budget annuel et engagements éventuels de dépenses excédant les montants qui y sont indiqués ;
- toute implication dans des activités autres que celles décrites dans le Projet d'Entreprise ;
- la prise de participation dans des sociétés ou autres groupements (dotés de la personnalité morale ou non) dont les associés sont responsables en tout ou partie des dettes sociales ;
- les investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité suivants, en vigueur au sein du groupe EDF : (i) le ratio valeur actuelle nette/investissement doit être supérieur à 10 % et (ii) effet relatif sur le résultat net avant trois ans ;
- l'acquisition ou la cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF ;

- la désignation des membres du Comité des engagements de la Société.

Le Directeur général représente la Société dans ses rapports avec les tiers. La Société est engagée même par les actes du Directeur général qui ne relèvent pas de l'objet social, à moins qu'elle ne prouve que le tiers savait que l'acte en cause dépassait cet objet ou qu'il ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances, étant précisé que la seule publication des statuts ne peut suffire à constituer cette preuve.

A la date du présent document de référence, M. David Corchia est Directeur général de la Société.

(c) Directeurs généraux délégués

Sur proposition du Directeur général, que cette fonction soit assumée par le Président du Conseil d'administration ou par une autre personne, le Conseil d'administration peut nommer une ou plusieurs personnes physiques chargées d'assister le Directeur général avec le titre de directeurs généraux délégués.

Le nombre maximum de Directeurs généraux délégués est fixé à cinq.

En accord avec le Directeur général, le Conseil d'administration détermine l'étendue et la durée des pouvoirs accordés aux Directeurs généraux délégués et fixe leur rémunération.

A l'égard des tiers, le Directeur général délégué ou les Directeurs généraux délégués disposent des mêmes pouvoirs que le Directeur général.

Le Directeur général délégué ou les Directeurs généraux délégués atteints par la limite d'âge, fixée à 70 ans, se maintiennent en fonction jusqu'à la prochaine réunion du Conseil d'administration.

En cas de cessation des fonctions ou d'empêchement du Directeur général, les Directeurs généraux délégués conservent, sauf décision contraire du Conseil d'administration, leurs fonctions et leurs attributions jusqu'à la nomination d'un nouveau Directeur général.

Les Directeurs généraux délégués sont révocables par le Conseil d'administration, sur proposition du Directeur général, à tout moment. La révocation des Directeurs généraux délégués peut donner lieu à des dommages-intérêts si elle est décidée sans juste motif.

A la date du présent document de référence, M. Yvon André est Directeur général délégué (France et Affaires nouvelles) de la Société, M. Christophe Geffray est Directeur général délégué

(Industrie) de la Société et M. Olivier Paquier est Directeur général délégué (Energies Réparties) de la Société.

(d) Règlement intérieur du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration de la Société a adopté, le 18 juillet 2006, un règlement intérieur, modifié le 25 avril 2007, 19 mars 2009 et 2 juillet 2009 destiné à préciser le détail de sa composition, son organisation et son fonctionnement, en complément des dispositions légales, réglementaires et statutaires applicables à la Société.

Ce règlement intérieur précise, d'une part le mode d'organisation et de fonctionnement, les compétences et les pouvoirs du Conseil d'administration et des Comités qu'il a institué en son sein (voir le paragraphe 16.3 « Comités du Conseil d'administration » du présent document de référence) et d'autre part, les modalités de contrôle et d'évaluation de son fonctionnement.

Contrôle et évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration veille à ce que la présence d'au moins deux administrateurs indépendants soit respectée au sein du Conseil.

Est réputé indépendant l'administrateur qui n'entretient, directement ou indirectement, aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Direction, la Société ou le Groupe, qui puisse compromettre l'exercice de sa liberté de jugement ou être de nature à le placer en situation de conflit d'intérêts avec la Direction, la Société ou le Groupe.

Les administrateurs doivent vérifier qu'aucune personne ne puisse exercer sur la Société un pouvoir discrétionnaire sans contrôle ; ils doivent s'assurer du bon fonctionnement des Comités créés par le Conseil d'administration.

Le Conseil d'administration procède également à une évaluation régulière de son propre fonctionnement, qui est confiée à l'initiative du Président du Conseil d'administration à des administrateurs indépendants. Une évaluation a été effectuée pour l'exercice 2010 ; les résultats, examinés par le Conseil d'administration du 8 février 2011, témoignent d'un niveau satisfaisant en matière de fonctionnement du Conseil et de ses Comités (voir le paragraphe 1.1.3 du rapport du Président sur le contrôle interne inclus en annexe 1 du présent document de référence).

21.2.3 AFFECTATION DU RÉSULTAT (ARTICLE 22 DES STATUTS)

Sur le bénéfice de l'exercice, diminué le cas échéant des pertes antérieures, il est tout d'abord prélevé au moins cinq pour cent (5 %) pour constituer le fonds de réserve légale. Ce prélèvement cesse d'être obligatoire lorsque ledit fonds atteint une somme égale au dixième du capital social ; il reprend son cours lorsque, pour une cause quelconque, la réserve légale est descendue au-dessous de cette fraction.

Le solde, augmenté le cas échéant des reports bénéficiaires, constitue le bénéfice distribuable aux actionnaires sous forme de dividende, et ce, dans les conditions légales et réglementaires.

L'assemblée générale peut ouvrir aux actionnaires, pour tout ou partie du dividende mis en distribution, une option entre le paiement en numéraire ou en actions de la Société dans les conditions fixées par la loi. La même option peut être ouverte dans le cas de paiement d'acompte sur dividendes.

L'assemblée générale a la faculté de prélever, sur ce bénéfice, avant toute distribution de dividende, les sommes qu'elle juge convenable de fixer, soit pour être reportées à nouveau sur l'exercice suivant, soit pour être portées à un ou plusieurs fonds de réserves, généraux ou spéciaux, dont elle détermine librement l'affectation ou l'emploi.

L'assemblée générale peut aussi décider la distribution des sommes prélevées sur les réserves dont elle a la disposition, conformément

à la loi. Dans ce cas, la décision indique expressément les postes sur lesquels le prélèvement interviendra.

Cependant, hors le cas de réduction du capital, aucune distribution ne peut être faite aux actionnaires lorsque les capitaux propres sont ou deviendraient à la suite de celle-ci, inférieurs au montant du capital augmenté des réserves que la loi ou les statuts ne permettent pas de distribuer.

21.2.4 MODALITÉS DE MODIFICATION DES DROITS DES ACTIONNAIRES

Les droits des actionnaires tels que figurant dans les statuts de la Société ne peuvent être modifiés que par l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires de la Société.

21.2.5 ASSEMBLÉES GÉNÉRALES D'ACTIONNAIRES (ARTICLE 20 DES STATUTS)

L'assemblée générale est convoquée par le Conseil d'administration, ou, en cas de carence, par les commissaires aux comptes ou encore par un mandataire désigné par le Président du tribunal de commerce statuant en référé, à la demande soit d'un ou plusieurs actionnaires réunissant 5 % au moins du capital social, soit d'une association d'actionnaires dans les conditions prévues par l'article L. 225-120 du Code de commerce.

La convocation est faite quinze jours au moins à l'avance sur première convocation et six jours au moins à l'avance sur convocations suivantes, au moyen d'un avis inséré dans un journal habilité à recevoir les annonces légales dans le département du siège social et au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires.

Les actionnaires titulaires d'actions nominatives depuis un mois au moins à la date de ces avis sont convoqués par lettre ordinaire ou par tout moyen de télécommunication électronique.

La convocation est précédée par un avis contenant les mentions prévues par la loi et inséré au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires trente-cinq jours au moins avant l'assemblée.

L'ordre du jour de chaque assemblée générale est arrêté par l'auteur de la convocation. Il contient, le cas échéant, les propositions émanant d'un ou plusieurs actionnaires, dans les conditions fixées par la loi.

Les assemblées sont réunies au siège social ou en tout autre lieu précisé dans l'avis de convocation.

Le droit de vote attaché aux actions est proportionnel à la quotité du capital qu'elles représentent. A égalité de valeur nominale, chaque action donne droit à une voix.

L'assemblée générale se compose de tous les actionnaires quel que soit le nombre de leurs actions pourvu qu'elles aient été libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées générales est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire ou de l'intermédiaire inscrit pour son compte au troisième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par un intermédiaire habilité.

L'actionnaire, à défaut d'assister personnellement à l'assemblée générale, peut choisir entre l'une des trois formules suivantes :

- donner une procuration à un autre actionnaire ou à son conjoint ; ou
- voter par correspondance ; ou
- adresser une procuration à la Société sans indication de mandat, dans les conditions prévues par la loi et les règlements.

L'intermédiaire qui a satisfait aux dispositions légales en vigueur peut, en vertu d'un mandat général de gestion des titres, transmettre pour une assemblée le vote ou le pouvoir d'un propriétaire d'actions n'ayant pas son domicile sur le territoire français.

La Société est en droit de demander à l'intermédiaire susvisé précédent de fournir la liste des propriétaires non résidents des actions auxquelles ces droits de vote sont attachés ainsi que la quantité d'actions détenue par chacun d'eux.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'administration ou, en son absence, par l'administrateur le plus ancien présent à cette assemblée. A défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

21.2.6 STIPULATIONS PERMETTANT DE RETARDER, DIFFÉRER OU EMPÊCHER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ

Les statuts de la Société ne contiennent pas de stipulations permettant de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle.

21.2.7 IDENTIFICATION DES ACTIONNAIRES – FRANCHISSEMENTS DE SEUILS STATUTAIRES (ARTICLE 13 DES STATUTS)

En vue de l'identification des détenteurs de titres au porteur, la Société peut, dans les conditions prévues par la loi, demander, à tout moment, contre rémunération à sa charge, au dépositaire central qui assure la tenue du compte émission de ses titres, des renseignements concernant les détenteurs de titres, conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans les assemblées d'actionnaires, ainsi que la quantité de titres détenue par chacun d'eux et, le cas échéant, les restrictions attachées à ces titres. La Société a également la faculté, au vu de la liste transmise par le dépositaire central, de demander dans les mêmes conditions, soit par l'entremise de ce dépositaire central, soit directement aux personnes figurant sur cette liste et dont la Société estime qu'elles pourraient être inscrites pour compte de tiers.

Ces personnes sont tenues, si elles ont la qualité d'intermédiaire, de révéler l'identité des propriétaires de ces titres. L'information est fournie directement à l'intermédiaire financier habilité teneur de compte, à charge pour ce dernier de la communiquer, selon le cas, à la Société ou au dépositaire central.

S'il s'agit de titres de forme nominative donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit est tenu de révéler l'identité des propriétaires de ces titres ainsi que la quantité des titres détenus par chacun d'eux, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

Aussi longtemps que la Société estime que certains détenteurs dont l'identité lui a été communiquée le sont pour le compte de tiers propriétaires des titres, elle est en droit de demander à ces détenteurs de révéler l'identité des propriétaires de ces titres.

A l'issue de ces opérations, la Société peut en outre demander à toute personne morale possédant plus de 2,5 % de son capital ou de ses droits de vote, de lui faire connaître l'identité des personnes détenant directement ou indirectement plus du tiers du capital ou des droits de vote de la personne morale propriétaire des actions de la Société.

En cas de violation des obligations visées ci-dessus, les actions ou les titres donnant accès immédiatement ou à terme au capital et pour lesquels ces personnes ont été inscrites en compte seront privés des droits de vote pour toute assemblée d'actionnaires qui se tiendrait jusqu'à la date de régularisation de l'identification, et le paiement du dividende correspondant sera différé jusqu'à cette date.

En outre, au cas où la personne inscrite méconnaîtrait sciemment ces obligations, le tribunal dans le ressort duquel la Société a son siège social pourra, sur demande de la Société ou d'un ou plusieurs actionnaires détenant au moins 5 % du capital, prononcer la privation totale ou partielle, pour une durée totale ne pouvant excéder cinq ans, des droits de vote attachés aux actions ayant fait l'objet d'une demande d'information de la Société et éventuellement et pour la même période, du droit au paiement du dividende correspondant.

Outre le respect de l'obligation légale d'informer la Société de la détention de certaines fractions du capital et des droits de vote y attachés, toute personne physique ou morale – y compris tout intermédiaire inscrit comme détenteur de titres des personnes non domiciliées sur le territoire français – qui, agissant seule ou de concert, vient à détenir ou cesse de détenir, de quelque manière que ce soit directement ou indirectement, une fraction égale à 1 % du capital ou des droits de vote ou tout multiple de ce pourcentage, doit informer la Société, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception adressée au siège social ou par tout moyen équivalent pour les actionnaires ou porteurs de titres résidents hors de France dans un délai de 5 jours de Bourse à compter du franchissement de l'un de ces seuils, du nombre d'actions et de droits de vote qu'elle détient mais aussi, du nombre d'actions ou de droits de votes assimilés aux actions ou aux droits de vote possédés par cette personne en vertu de l'article L. 233-9 du Code de commerce.

Cette personne doit, dans les mêmes conditions, informer la Société du nombre de titres qu'elle détient et qui donnent accès à terme au capital, ainsi que du nombre de droits de vote qui y sont attachés.

En cas de non-respect des stipulations ci-dessus, les actions excédant la fraction qui aurait dû être déclarée sont privées du droit de vote dans les assemblées d'actionnaires si, à l'occasion d'une assemblée, le défaut de déclaration a été constaté et si un ou plusieurs actionnaires détenant ensemble 1 % au moins du capital ou des droits de vote en font la demande lors de cette assemblée. Dans les mêmes conditions, les droits de vote qui n'ont pas été régulièrement déclarés ne peuvent être exercés. La privation du droit de vote s'applique pour toute assemblée d'actionnaires se tenant jusqu'à l'expiration d'un délai de deux ans suivant la date de régularisation de la déclaration.

21.2.8 STIPULATIONS PARTICULIÈRES RÉGISSANT LES MODIFICATIONS DU CAPITAL

S'agissant des modifications du capital, les statuts de la Société ne contiennent pas de stipulations particulières plus strictes que les dispositions légales.

22 Contrats importants

Approvisionnement en turbines

Afin de sécuriser son approvisionnement en turbines destinées à la construction de ses parcs éoliens à travers le monde, le Groupe a conclu des accords de fourniture avec les principaux fabricants de turbines.

Au 31 décembre 2010, les engagements de livraison des fournisseurs portent sur des turbines correspondant à une capacité totale de

2 289 MW (dont notamment 1 252 MW auprès de REpower, 499 MW auprès de General Electric Wind et 408 MW auprès de Vestas).

Ces contrats permettent au Groupe d'assurer l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines en 2011 et la quasi-totalité de ceux de 2012.

Approvisionnement en panneaux photovoltaïques

Comme pour l'éolien, le Groupe mène une politique active de sécurisation de son approvisionnement en panneaux photovoltaïques, destinés à la réalisation de centrales photovoltaïques pour compte propre et pour compte de tiers, en Europe et en Amérique du Nord.

Au 31 décembre 2010, les engagements de livraison des fournisseurs portent sur des panneaux photovoltaïques correspondant à une capacité totale de 481 MWc (dont 317 MWc auprès de First Solar, le

solde étant essentiellement représenté par Suntech, Yingli Green Power, Photowatt et Unisolar), dont une partie sous option.

En 2009, le Groupe a par ailleurs conclu un accord avec First Solar relatif à la construction d'une usine française de fabrication de panneaux solaires avec une capacité annuelle initiale de 100 MWc ; devant les incertitudes actuelles du cadre réglementaire français, le démarrage de la construction de cette usine a été provisoirement suspendu (voir le paragraphe 6.5.2.1(b) du présent document de référence).

Approvisionnement en onduleurs

Le Groupe a conclu en mai 2010 un contrat avec le fabricant allemand d'onduleurs SMA Solar Technology. Ce contrat-cadre organise pour les années 2010 et 2011 la fourniture de la majeure partie des onduleurs destinés aux centrales photovoltaïques du Groupe.

Contrat de licence de marque avec EDF

La Société a conclu en 2006 un contrat de licence de marque avec EDF relatif notamment à l'utilisation de la marque EDF comme dénomination sociale (voir le paragraphe 11.2 du présent document de référence).

Contrat de joint-venture avec EDF Energy

La Société a conclu en 2008 avec EDF Energy, filiale à 100 % d'EDF, un accord de joint-venture autour d'une société commune, EDF Energy Renewables, ayant pour objet le développement, la construction

et/ou l'exploitation de centrales produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables (voir le paragraphe 6.5.1.1(d) du présent document de référence).

Contrat-cadre avec EDF en matière de recherche-développement

La Société a conclu en 2008 un contrat-cadre visant à organiser la collaboration avec EDF pour les programmes de recherche-développement en matière d'énergie renouvelable. Ce contrat est actuellement en cours de renégociation (voir le paragraphe 11.1 du présent document de référence).

Contrats de financement EDF

La Société a conclu quatre lignes de crédit avec le groupe EDF, d'un montant total de 1 790 millions d'euros dont deux nouvelles lignes de crédit conclues en 2010 d'un montant total de 1 150 millions d'euros.

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt

Néant.

24 Documents accessibles au public

Les statuts de la Société ainsi que les procès-verbaux d'assemblées générales, les comptes sociaux et consolidés, les rapports des commissaires aux comptes et tous autres documents sociaux, peuvent être consultés, sur support papier, au siège social de la Société.

L'ensemble des informations rendues publiques par le Groupe en application de l'article 221-1 du Règlement Général de l'AMF sont accessibles sur le site Internet de la Société à l'adresse suivante : www.edf-energies-nouvelles.com, et une copie peut en être obtenue au siège de la Société, 100, esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris la Défense Cedex.

Responsable de l'information :

M. Philippe Cruzat

Directeur Financier

Cœur Défense – Tour B

100, Esplanade du Général de Gaulle – 92932 Paris-La Défense cedex

Téléphone : 01 40 90 23 00

25 Informations sur les participations

Les informations concernant les entreprises dans lesquelles la Société détient une fraction du capital susceptible d'avoir une incidence significative sur l'appréciation de son patrimoine, de sa situation financière ou de ses résultats figurent au Chapitre 6 du présent document de référence.

Glossaire

Biocarburant : carburant issu d'une matière première renouvelable, de végétaux (colza, maïs, céréales, canne à sucre...).

Biodiesel : carburant obtenu à partir d'huile végétale ou animale transformée par un procédé chimique appelé transestérification. Le biodiesel peut être utilisé seul dans les moteurs ou mélangé avec du pétrodiesel.

Bioéthanol : éthanol d'origine agricole obtenu après fermentation des sucres de matières premières végétales (betteraves à sucre, céréales, pomme de terre, topinambour, bois) ou de « déchets » (petit-lait, vieux papier...). Il peut être utilisé seul ou s'incorporer directement dans l'essence, mais les pétroliers l'utilisent pour produire l'Ethyl Tertio Butyl Ether (ETBE) qui est utilisé en mélange à l'essence comme biocarburant.

Biogaz : Gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène. L'énergie du biogaz provient uniquement du méthane ; le biogaz est ainsi la forme renouvelable de l'énergie fossile très courante qu'est le gaz naturel qui lui contient essentiellement du méthane mais aussi du butane, du propane et d'autres éléments.

Biomasse : masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Elle comprend les végétaux utilisables directement et les résidus d'une première exploitation de la biomasse (déchets agricoles, déchets domestiques, déjections animales, déchets forestiers).

Capacité de production : la capacité de production d'une centrale à produire une quantité spécifique d'électricité à un moment et sur une durée spécifiques, mesurée en kilowatts ou mégawatts.

Capacité installée : capacité de production installée sur un site de production ou sur un ensemble de sites.

Capteur solaire : dispositif destiné à recueillir le rayonnement solaire pour le convertir en énergie thermique et le transférer à un fluide caloporteur (air, eau).

Cellule photovoltaïque : dispositif permettant de convertir directement le rayonnement solaire en énergie électrique. Les cellules sont ordonnées en panneaux qui composent les panneaux solaires.

Centrale électrique : installation où l'on produit de l'électricité.

Centrale thermique : centrale électrique qui consomme des combustibles, comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel, pour produire de l'électricité.

Cogénération : technique de production combinée d'électricité et de chaleur. L'avantage de la cogénération est de récupérer et valoriser la chaleur dégagée par la combustion alors que dans le cas de la production électrique classique, cette chaleur est perdue.

Combustibles fossiles : combustibles à base de carbone provenant de dépôts de carbone fossile, dont le charbon, le pétrole et le gaz naturel.

Développement durable : développement qui répond aux besoins actuels sans compromettre la capacité des générations futures à satisfaire leurs propres besoins.

Dioxyde de carbone (CO₂) : gaz qui se produit naturellement, et qui est également le produit dérivé de la combustion des combustibles fossiles et de la biomasse, ainsi que des changements d'affectation des terres et autres processus industriels.

DVAS : activité de Développement-Vente d'Actifs Structurés conduite par le Groupe et consistant principalement à développer et construire des projets pour compte de tiers dans le domaine des énergies renouvelables.

Énergie alternative : énergie obtenue à partir de sources de combustibles non fossiles.

Énergie éolienne : l'énergie éolienne est l'énergie du vent et plus spécifiquement, l'énergie tirée du vent au moyen d'un dispositif aérogénérateur ad hoc comme une éolienne ou un moulin à vent. Cette source d'énergie est une énergie renouvelable.

Énergie fossile : l'énergie fossile est l'énergie chimique contenue dans les combustibles fossiles. Au cours des temps géologiques, moins de 1 % de la matière organique (biomasse) a été enfouie dans le sol, ou a sédimenté au fond des lacs et des océans. Elle s'est ensuite transformée en kérogène, puis en combustibles fossiles : pétrole, gaz naturel ou charbon.

Énergie hydraulique : l'énergie hydraulique est l'énergie mise en jeu lors du déplacement ou de l'accumulation d'un fluide incompressible telle que l'eau douce ou l'eau de mer. Ce déplacement va produire un travail mécanique qui est utilisé directement ou converti sous forme d'électricité.

Énergie primaire : énergie présente dans les ressources naturelles (charbon, pétrole brut, lumière solaire, uranium, par exemple) qui n'a pas encore fait l'objet d'aucune conversion ou transformation anthropique.

Énergies renouvelables : fournies par le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau, les marées ou encore la croissance des végétaux et le recyclage des déchets, leur exploitation n'engendre pas ou peu de déchets ni d'émissions polluantes. Il s'agit donc d'énergies tirées d'une source renouvelable de manière permanente. On qualifie les énergies renouvelables d'énergies « flux » par rapport aux énergies « stock », elles-mêmes constituées de gisements limités de combustibles fossiles : pétrole, charbon, gaz, uranium.

Énergie solaire : l'énergie solaire est traditionnellement divisée entre l'énergie photovoltaïque et l'énergie solaire passive. La première est la production d'électricité à partir de lumière, notamment à l'aide de panneaux solaires, tandis que la seconde est l'utilisation directe de la lumière pour le chauffage.

Énergie solaire passive : la plus ancienne utilisation de l'énergie solaire consiste à bénéficier de l'apport direct du rayonnement solaire, c'est-à-dire l'énergie solaire passive. Pour qu'un bâtiment bénéficie au mieux des rayons du soleil, on doit tenir compte de l'énergie solaire lors de la conception architecturale (façades doubles, orientation vers le sud, surfaces vitrées, etc.). L'isolation thermique joue un rôle important pour optimiser la proportion de l'apport solaire passif dans le chauffage et l'éclairage d'un bâtiment.

Énergie thermique : l'électricité thermique est de l'électricité produite grâce à l'action de la chaleur. Les centrales thermiques brûlent des combustibles fossiles tels que le charbon, le gaz naturel ou le pétrole et produisent de l'électricité grâce à la vapeur d'eau.

Énergie utile : l'énergie dont dispose le consommateur final après la dernière conversion par ses propres appareils (par exemple, la chaleur, l'énergie mécanique ou la lumière).

Éolien onshore : capacité éolienne installée sur terre, par opposition à celle installée sur mer ou éolien *offshore*.

Éthanol : alcool obtenu notamment par synthèse chimique après gazéification de produits carbonés, en particulier du bois.

Hydrolienne : une hydrolienne est une turbine sous-marine qui utilise l'énergie cinétique des courants marins, comme une éolienne utilise l'énergie cinétique de l'air.

Kilowattheure (kWh) : unité de mesure de travail et d'énergie, correspondant à 1 000 watts par heure. Un kilowattheure correspond à la consommation d'un appareil électrique de 1 000 W fonctionnant pendant une heure. On utilise aussi ses multiples exprimés en MWh (mégawattheure) ou TWh (térawattheure) avec 1 MWh = 1 000 kWh et 1 TWh = 1 milliard de kWh.

ISO 14001 : norme internationale édictée en 1996 par l'International Standard Organisation. De la même famille que l'ISO 9001 (qualité), elle propose aux organisations un Système de Management Environnemental (SME) pouvant être certifié, sous réserve de satisfaire à un cahier des charges précis.

Maîtrise de l'énergie : ensemble des mesures mises en œuvre pour une utilisation la plus efficace possible des ressources énergétiques. Ce terme englobe les économies d'énergie, l'utilisation rationnelle de l'énergie et les substitutions énergétiques.

Mégawatt (MW) : le Mégawatt est une unité de mesure de puissance ; cette unité décrit habituellement la capacité de production d'énergie d'une génératrice (1 mégawatt (MW) = 1 million de watts).

Mwcrête (MWc) : le Watt crête caractérise la puissance d'un panneau photovoltaïque. En moyenne, un Watt crête correspond à la puissance d'une cellule monocristalline d'une surface d'un décimètre carré et de dimensions 100 mm x 100 mm. La puissance crête représente la puissance délivrée par le panneau au point de puissance maximum et pour une irradiation solaire de 1 000 W/m² avec une cellule à 25 °C.

Onduleur : un onduleur est un dispositif électronique de puissance permettant de délivrer des tensions et des courants alternatifs à partir d'une source d'énergie électrique continue.

Parc éolien : regroupement d'éoliennes produisant de l'électricité. Un parc peut inclure moins d'une dizaine à plusieurs centaines d'éoliennes.

Photovoltaïque : une cellule photovoltaïque est un composant électronique qui, exposé à la lumière (photons), génère une tension électrique (volt) (cet effet est appelé l'effet photovoltaïque).

P50 : Volume de production annuelle ayant une probabilité de 50 % d'être atteinte. En d'autres termes, la probabilité d'atteindre une production annuelle supérieure ou inférieure au P50 est 50:50. Le volume de production P50 est estimé sur la base d'un vent moyen, déterminé à partir de données historiques de long terme.

Repowering : réinstallation d'un parc éolien existant, en substituant aux installations anciennes des installations modernes à haute efficacité.

Source d'énergie renouvelable : toute source d'énergie, autre que les combustibles fossiles et la fission nucléaire, dont la consommation ne limite pas son utilisation future. Selon la définition adoptée par le Parlement Européen en 2001, il s'agit de l'énergie éolienne, solaire, géothermique, houlomotrice, marémotrice et hydroélectrique, de la biomasse, des gaz de décharge, des gaz des stations d'épuration d'eaux usées et du biogaz.

Solaire thermique : le solaire thermique consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire. Il se décline de différentes façons : centrales solaires thermodynamiques, chauffe-eau et chauffage solaire, rafraîchissement solaire, cuisinières et sècheurs solaires.

Térawattheure (TWh) : unité de mesure de travail et d'énergie correspondant à 1 milliard de kWh.

Turbine : moteur rotatif qui convertit l'énergie cinétique de l'air en mouvement en énergie mécanique ou en électricité.

Annexe 1

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Introduction

Dans le cadre de l'article L. 225-37 du Code de commerce, le présent rapport comprend, pour l'année 2010, les informations relatives aux conditions de gouvernance (composition, préparation et organisation des travaux du Conseil d'administration, missions et fonctionnement des Comités du Conseil d'administration) et aux procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein d'EDF Energies Nouvelles SA, incluant celles appliquées à l'égard de ses filiales contrôlées et significatives.

Le premier chapitre porte sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration ainsi que sur la composition de ce dernier, les autres chapitres traitent des procédures de contrôle interne en suivant les étapes clés du référentiel international « COSO » (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) qui définit le contrôle interne comme un processus appliqué par le Conseil d'administration, la Direction générale, le management et le personnel de l'entreprise, afin de fournir une assurance raisonnable quant à :

- la conformité aux lois et règlements (cf.2.3.3) ;
- l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction générale (cf. 2.1.1) ;
- le bon fonctionnement des processus internes de la Société, notamment ceux concourant à la sauvegarde de ses actifs (cf. 2.3.1) ;
- la fiabilité des informations financières (cf. 2.3.2).

La Société s'assure que les principes généraux de contrôle interne préconisés par le cadre de référence de l'AMF révisé en 2010, sont effectivement pris en compte dans sa démarche de contrôle interne.

Ce document présente, en conclusion, la dynamique d'évolution du contrôle interne au sein du groupe EDF Energies Nouvelles (le Groupe).

1. Gouvernement d'entreprise

1.1 PRÉPARATION ET ORGANISATION DES TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Présentation et pouvoirs du Conseil d'administration

Depuis l'introduction en Bourse de la Société et aux termes du pacte d'actionnaires conclu le 11 octobre 2010 (en substitution de celui initialement conclu le 17 juillet 2006) entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou, le Conseil d'administration est composé, à la date du présent rapport, de 9 administrateurs représentant les actionnaires :

- 4 nommés parmi les candidats proposés par le groupe EDF :
 - EDEV représenté par M. Olivier Petros,
 - M. Thomas Piquemal,
 - M. Jean-Louis Mathias,
 - M. Stéphane Tortajada ;

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Gouvernement d'entreprise

- 3 nommés parmi les candidats proposés par le groupe Mouratoglou :
 - M. Pâris Mouratoglou, Président du Conseil,
 - Société Internationale d'Investissements Financiers représentée par Mme Catherine Mouratoglou,
 - M. Jean Thomazeau ;
- 2 administrateurs indépendants ⁽¹⁾ :
 - M. Élie Cohen – Directeur de Recherche au CNRS, Professeur à Sciences Po, Membre du Conseil d'Analyse Économique auprès du Premier Ministre - nommé sur proposition du groupe EDF,
 - M. Pierre Richard – ancien Président du Conseil d'administration de DEXIA SA, Expert auprès du Conseil d'administration de la Banque Européenne d'Investissement - nommé sur proposition du groupe Mouratoglou.

Au cours de l'année 2010, les administrateurs représentant le groupe EDF ont fait l'objet de changements de représentants. Le 15 avril 2010 Monsieur Thomas Piquemal a été coopté en qualité d'administrateur en remplacement de la société EDF. Le même jour, Monsieur Daniel Camus a été coopté en remplacement de Monsieur Jean-Louis Mathias, il a ensuite démissionné le 16 décembre 2010. Monsieur Jean-Louis Mathias a repris ses fonctions d'administrateur lors du Conseil du 14 janvier 2011 et est également de nouveau membre du Comité de la stratégie. Le 11 mai 2010, Monsieur Olivier Petros a été désigné comme nouveau représentant permanent de la société EDEV en remplacement de Monsieur Pierre Lederer. Enfin, suite à la démission de Madame Corine Fau en août 2010, Monsieur Stéphane Tortajada a été coopté lors du Conseil d'administration du 15 septembre 2010 en qualité de nouvel administrateur.

Le Conseil d'administration est l'organe majeur de décision et de contrôle. Il détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre.

Il s'est réuni en moyenne une fois par mois et a réglé par ses délibérations les orientations stratégiques, économiques, financières ou technologiques de la Société.

Le Conseil d'administration dispose des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et exerce sa mission dans les conditions fixées par l'article L. 225-35 du Code de commerce, par le règlement intérieur adopté par le Conseil d'administration et par les statuts de la Société.

Les décisions du Conseil d'administration sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi. Par exception, les décisions suivantes ne pourront être prises qu'avec un vote favorable de plus des deux tiers des administrateurs présents ou représentés :

- approbation du budget de frais généraux et de frais de développement (coûts de développement en numéraire et coûts de structure *corporate*), si leur croissance est supérieure à 15 % par rapport au budget de l'année précédente ;
- approbation des investissements dont la rentabilité serait inférieure aux critères de rentabilité en vigueur au sein du Groupe dont la Société fait partie ;

- approbation de la vente ou la réalisation d'actifs d'une valeur supérieure à 25 000 000 euros, à l'exception de la vente d'installations clés en main ;
- autorisation de tout investissement dans des pays extérieurs à l'Union Européenne et à l'Amérique du Nord ;
- décision de soumettre à l'assemblée générale extraordinaire des actionnaires toute modification statutaire relative aux règles de distribution de dividendes ;
- approbation de l'acquisition ou cession de tous actifs réalisée avec une entité détenue directement ou indirectement par le groupe EDF.

L'assemblée générale des actionnaires du 27 mai 2011 sera appelée à se prononcer sur la modification de l'article 15 des statuts afin d'étendre à l'ensemble de l'Amérique du Nord les décisions d'investissement devant être autorisées par le Conseil avec une majorité simple, comme le règlement intérieur du Conseil modifié en octobre 2010 le prévoit déjà.

Le Président du Conseil d'administration n'a pas de voix prépondérante.

Le règlement intérieur du Conseil d'administration a notamment pour objectif de fixer, dans le cadre des dispositions légales, réglementaires et statutaires en vigueur, le détail de la composition, de l'organisation et du fonctionnement du Conseil d'administration et des Comités créés en son sein, ainsi que les droits et obligations des administrateurs ⁽²⁾.

Présidence du Conseil et Direction générale

Le Conseil d'administration est présidé par M. Pâris Mouratoglou qui organise et dirige les travaux du Conseil et en rend compte à l'assemblée générale. Le Président du Conseil veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Depuis 2006, les fonctions de Président du Conseil et de Directeur général sont dissociées. M. David Corchia assure la Direction générale, il est assisté par M. Yvon André en qualité de Directeur général délégué (France), M. Christophe Geffray en qualité de Directeur général délégué (Industrie), M. Olivier Paquier en qualité de Directeur général délégué (activité Energies Réparties), Madame Laurence Juin en qualité de Directeur général adjoint (Europe du Sud et Europe orientale) et Monsieur Philippe Crouzat en qualité de Directeur Financier.

Le Conseil d'administration réuni le 22 septembre 2009 sous la présidence de son Président a renouvelé le mandat du Directeur général ainsi que celui des Directeurs généraux délégués pour une nouvelle période de 3 années soit jusqu'au 31 décembre 2012.

L'assemblée générale du 26 mai 2010 a renouvelé le mandat de Monsieur Pâris Mouratoglou en tant qu'administrateur de la Société, pour une durée expirant à l'assemblée générale devant statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015. Le Conseil d'administration du 11 octobre 2010 l'a par ailleurs renouvelé dans ses fonctions de Président du Conseil d'administration pour une durée expirant au plus tard à la date de fin de son mandat d'administrateur.

(1) *Tel que défini par le règlement intérieur « Est réputé indépendant l'administrateur qui n'entretient aucune relation de quelque nature que ce soit avec la Société, la Direction ou le Groupe, qui puisse compromettre l'exercice de sa liberté de jugement ou être de nature à le placer en situation de conflit d'intérêts avec la Direction, la Société ou le Groupe. »*

(2) *Des extraits substantiels du règlement intérieur figurent aux Chapitres 16.3 et 21.2 du document de référence.*

Contrôle et évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration s'est réuni 13 fois en 2010. Le taux de participation des administrateurs aux Conseils est de 82 % pour l'année. Le taux de participation aux Comités est de 98 %.

Selon l'article 19 du règlement intérieur du Conseil, le Conseil d'administration organise une fois par an un débat sur son fonctionnement. Le Conseil d'administration procède à l'évaluation de son propre fonctionnement, qui est confiée, à l'initiative du Président du Conseil d'administration, à des administrateurs indépendants.

Pour l'exercice 2010, cette évaluation a été effectuée sur la base d'un questionnaire soumis aux administrateurs, portant sur les principes et les modalités de fonctionnement du Conseil d'administration.

Les résultats examinés par le Conseil d'administration du 8 février 2011 témoignent d'un niveau satisfaisant en matière de fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.

L'évaluation du Conseil de 2009 avait mis en évidence le souhait des administrateurs d'accorder plus de temps aux enjeux stratégiques du Groupe.

Afin de répondre à cette demande, le Conseil a consacré en mai 2010 l'essentiel d'une séance à un débat sur la stratégie et devrait renouveler régulièrement cette expérience.

Dans cette logique, les administrateurs ont souhaité consacrer l'essentiel de leurs discussions aux enjeux stratégiques et aux projets présentant des spécificités remarquables (type d'activité, pays, montants d'investissement) par rapport aux projets relevant de l'activité habituelle.

Depuis février 2010, ces derniers (essentiellement des décisions d'investissement) sont traités plus rapidement, et ne font pas l'objet de discussion particulière, sauf pays/taille/technologie inhabituels ou demande expresse des administrateurs.

Par ailleurs, le Conseil d'administration du 8 février 2011, sur rapport du comité des nominations et des rémunérations, a validé, comme il le fait annuellement, au regard des critères du règlement intérieur, conformes aux recommandations du Code de gouvernement d'entreprise AFEP-MEDEF, la qualité d'administrateur indépendant de Messieurs Élie Cohen et Pierre Richard.

1.2 MISSIONS ET FONCTIONNEMENT DES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le Conseil d'administration est assisté de trois Comités techniques :

- ▶ un Comité d'audit et des risques ;
- ▶ un Comité des nominations et des rémunérations ;
- ▶ un Comité de la stratégie.

Les missions de chacun de ces trois Comités techniques figurent dans le règlement intérieur du Conseil et sont présentées au Chapitre 16 du document de référence de la Société.

Missions du Comité d'audit et des risques

En 2010, le Comité d'audit est composé de M. Élie Cohen, Président et administrateur indépendant, M. Jean Thomazeau et M. Thomas Piquemal représentant permanent d'EDF.

Le Conseil du 15 avril 2010 a nommé comme nouveau membre du Comité d'audit et des risques, M. Thomas Piquemal qui a remplacé M. Jean-Charles Samy représentant permanent d'EDF SA dans cette mission.

La mission principale du Comité d'audit et des risques est d'aider le Conseil d'administration à veiller à l'exactitude et à la sincérité des comptes sociaux de la Société, des comptes consolidés du Groupe ainsi qu'à la qualité du contrôle interne (en ce compris le suivi de l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques) et de l'information délivrée aux actionnaires et au marché.

Au cours de l'exercice 2010 le Comité d'audit et des risques s'est réuni à quatre reprises pour notamment examiner :

- ▶ les comptes sociaux et consolidés du Groupe pour l'exercice 2009 ;
- ▶ le rapport financier semestriel (30 juin 2010) ;
- ▶ le budget 2011 et le plan à moyen terme de la Société ;

- ▶ la situation financière et de trésorerie du Groupe ;
- ▶ la cartographie des risques ;
- ▶ la relecture du rapport 2009 du Président ;
- ▶ une synthèse des résultats d'audits internes ;
- ▶ le programme d'audit interne 2010-2011 du Groupe ;
- ▶ les honoraires des commissaires aux comptes et leur indépendance.

Le Conseil d'administration a officiellement désigné le Comité d'audit et des risques comme le Comité visé à l'article L 823-2-19 du Code de commerce et a par ailleurs désigné le membre du Comité présentant des compétences particulières en matière financière ou comptable et qualifié d'indépendant au sens du règlement intérieur de la Société.

Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de M. Pierre Richard, Président et administrateur indépendant, M. Olivier Petros représentant permanent d'EDEV (qui a remplacé M. Pierre Lederer à partir de mai 2010) et M. Pâris Mouratoglou.

Le Comité des nominations et des rémunérations a pour principales missions d'une part de préparer les décisions du Conseil d'administration relatives aux rémunérations sous toutes leurs formes des différents mandataires sociaux de la Société (Directeur général, Directeur généraux délégués, administrateurs, Président du Conseil), et d'autre part d'examiner les candidatures à toute fonction de mandataire social et de formuler des recommandations au Conseil.

En 2010, le Comité s'est réuni 6 fois et a principalement examiné les sujets suivants :

- la rémunération des mandataires sociaux ;
- la révocation d'un Directeur général délégué ;
- les candidatures ou renouvellements proposées au Conseil d'administration ;
- le montant des jetons de présence à verser aux administrateurs ;
- la mise en place de systèmes de fidélisation des salariés au niveau mondial et notamment d'un plan d'attribution d'actions gratuites ;
- la détermination des objectifs pour la rémunération variable des dirigeants ;
- la validation de propositions de recrutements significatifs ;
- la revue annuelle de l'indépendance des administrateurs.

Le Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie est composé de cinq membres M. Élie Cohen Président et administrateur indépendant, M. Olivier Petros, représentant permanent d'EDEV (en remplacement de M. Pierre Lederer à compter de mai 2010), M. Daniel Camus (en remplacement de M. Jean-Louis Mathias d'avril à décembre), M. Pâris Mouratoglou et M. Jean Thomazeau.

Le Comité de la stratégie a pour mission d'assister le Conseil d'administration dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie du Groupe et des opérations d'investissement.

En 2010, le Comité s'est réuni 2 fois et a examiné les principaux sujets suivants :

- l'éolien *offshore* ;
- EDF Energies Nouvelles Réparties – stratégie ;
- préparation de la journée « stratégie EDF EN » du Conseil d'administration du 25/05/2010 ;
- actifs thermiques d'outre-mer.

1.3 ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

Comité de direction

Le Directeur général a constitué un Comité de direction composé de six membres représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe. Le Comité étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

Au 31 décembre 2010, le Comité est constitué de :

- M. David Corchia, Directeur général ;
- M. Yvon André, Directeur général délégué (France) ;
- M. Philippe Crouzat, Directeur Financier Groupe ;
- M. Christophe Geffray, Directeur général délégué (Industrie) ;
- Mme Laurence Juin, Directeur général adjoint (Europe du Sud et Europe orientale) ;
- M. Olivier Paquier, Directeur général délégué (Energies Nouvelles Réparties).

Limitations des pouvoirs du Directeur général et des Directeurs généraux délégués

En vertu de l'article L. 225-56 du Code de commerce, le Directeur général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toute circonstance, au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social, et sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'administration. Les Directeurs généraux délégués disposent des mêmes pouvoirs que le Directeur général à l'égard des tiers.

Conformément aux statuts et au règlement intérieur, certaines décisions sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'administration. Suite à la signature d'un nouveau pacte entre les deux actionnaires principaux, le Conseil d'administration a légèrement modifié son règlement intérieur lors de sa séance du

11 octobre 2010 et principalement l'article 9.1 reproduit ci-dessous. Ainsi, en complément des décisions du Conseil d'administration devant être prises avec un vote favorable de plus des deux tiers des administrateurs présents ou représentés et rappelées ci-dessus au 1.1.1, l'article 9.1 du règlement intérieur indique que sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil les décisions suivantes :

(a) Dès lors que leur montant excédera le seuil de 50 000 000 euros :

- les décisions d'investissements et de désinvestissement (ce seuil s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent) ;
- la signature de contrats, autres que ceux associés à un investissement autorisé par le Conseil, impliquant un tel montant d'engagement, ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent ;
- les emprunts d'un montant unitaire égal ou supérieur à ce seuil ou d'un montant unitaire inférieur lorsque leur montant cumulé annuel excédera ce seuil, à l'exception de ceux qui auraient déjà été acceptés dans le cadre de l'approbation d'un ou plusieurs projets d'investissements et de ceux qui s'inscrivent dans le cadre d'une enveloppe globale autorisée par le Conseil d'administration (ligne de crédit « corporate ») ;
- tous investissements ou engagements (en ce compris les garanties, cautions, gages, hypothèques et autres sûretés), même d'un montant unitaire inférieur à ce seuil lorsque leur montant cumulé annuel (ce montant s'entendant également en valeur d'actif sous-jacent) excédera ce seuil.

En deçà de ce seuil, le Directeur général pourra prendre les décisions ci-dessus sans l'autorisation préalable du Conseil, à la double condition (i) qu'elles portent sur des opérations budgétées et intervenant dans les secteurs d'activité habituels de la Société (éolien terrestre, solaire, photovoltaïque et biomasse) et dans des pays appartenant à l'Union Européenne et l'Amérique du Nord et (ii) qu'entre 5 000 000 euros et le seuil ci-dessus de 50 000 000 euros, le Comité des engagements de la Société ait

préalablement émis un avis favorable à l'unanimité et ayant fait l'objet d'un relevé de décisions écrit et co-signé par ses membres. Dans le cas où l'une et/ou l'autre de ces conditions ne seraient pas remplies, la ou les décisions concernées nécessiteront l'autorisation préalable du Conseil d'administration.

- (b) Les opérations ou décisions suivantes seront également soumises à l'approbation préalable du Conseil d'administration :
- l'adoption du budget annuel, du plan moyen terme et des engagements éventuels de dépenses excédant les montants qui y sont indiqués,

- toute implication dans des activités autres que celles décrites dans le Projet d'Entreprise,
- la prise de participation dans des Sociétés ou autres groupements (dotés de la personnalité morale ou non) dont les associés sont responsables en tout ou partie des dettes sociales,
- la désignation des membres du Comité des engagements de la Société.

Le Comité des engagements de la Société a vu sa composition modifiée en octobre 2010 et est désormais composé de quatre membres : M. Pâris Mouratoglou, M. Jean Thomazeau, M. Olivier Petros et M. Tortajada.

1.4 PRINCIPES ET RÈGLES DE DÉTERMINATION DES RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES ACCORDÉS AUX MANDATAIRES SOCIAUX ET APPLICATION DU CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Jetons de présence

Les règles fixées par le Conseil d'administration, dans la limite du montant accordé par l'assemblée, sont les suivantes :

- un montant fixe forfaitaire annuel de 15 000 euros ;
- un montant variable en fonction de la participation de l'administrateur égal à 2 000 euros par Conseil ou Comité ;
- attribution en janvier pour la présence au cours de l'année écoulée et en juin pour le montant forfaitaire.

Il est toutefois décidé un plafond de 40 000 euros pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants. Ce plafond a été porté à 50 000 euros pour 2011.

Rémunération des dirigeants

Les parties fixes et variables de la rémunération ainsi que les avantages en nature perçus par le Président du Conseil, le Directeur général et les Directeurs généraux délégués du Groupe sont déterminés par le Conseil d'administration sur proposition du Comité des rémunérations et des nominations.

Le Président du Conseil d'administration ne perçoit aucune rémunération variable.

Pour l'exercice 2010 à verser en 2011, le Conseil d'administration a décidé de fonder la rémunération variable des autres dirigeants sur l'atteinte de performances financières et opérationnelles (en termes de capacités de production d'énergie) du groupe EDF Energies Nouvelles au 31/12/2010.

Pour l'exercice 2011 et la rémunération variable à verser en 2012, le Conseil d'administration définira de nouveaux critères en début d'année 2011.

Par ailleurs, après avis du Comité des nominations et des rémunérations et dans le cadre du renouvellement du mandat du

Directeur général, le Conseil d'administration du 22 septembre 2009 a institué au profit du Directeur général une prime d'intéressement à long terme sur 3 ans acquise *pro rata temporis* sous réserve de l'atteinte d'objectifs financiers qui ont été définis par le Conseil pour 2010, 2011 et 2012.

Il est rappelé qu'il n'existe aucun régime supplémentaire de retraite pour les dirigeants.

En 2010, l'attribution d'actions gratuites au Directeur général et aux Directeurs généraux délégués est soumise à une condition de présence et pour 100 % au respect de conditions de performance du Groupe. Ces attributions ont été faites concomitamment à un plan d'attribution à tous les salariés du groupe EDF EN employés dans une société française détenue à plus de 50 % par EDF EN.

Les attributions gratuites décidées en 2010 pour le Directeur général et les Directeurs généraux délégués représentent environ 15 % de l'ensemble des actions gratuites attribuées.

Par ailleurs, le Conseil d'administration a décidé que pour l'utilisation de l'autorisation accordée par l'assemblée générale des actionnaires le 26 mai 2010 dans sa 25^e résolution les actions gratuites attribuées aux mandataires sociaux ne dépasseront pas 40 % de l'enveloppe globale et ne pourront représenter un montant (valorisé aux normes IFRS) supérieur à 40 % de l'ensemble de la rémunération de chaque mandataire.

Code de gouvernement d'entreprise

Le Code AFEP-MEDEF, tel que modifié en 2008, est le Code de gouvernement d'entreprise auquel se réfère EDF Energies Nouvelles, sous réserve des stipulations particulières du pacte d'actionnaires conclu entre le groupe EDF et le groupe Mouratoglou (voir Décision AMF n°210C1118 du 29 octobre 2010 qui reprend les principales dispositions de ce dernier). Ce Code, tel que modifié, est disponible sur le site Internet du MEDEF (www.medef.fr).

1.5 MODALITÉS DE PARTICIPATION DES ACTIONNAIRES AUX ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

Tout actionnaire, quel que soit le nombre d'actions qu'il possède, a le droit de participer aux assemblées générales, soit en y assistant personnellement, soit en s'y faisant représenter par son conjoint, un autre actionnaire ou toute autre personne physique ou morale de son choix, soit en votant à distance (par correspondance).

Pour participer à l'assemblée, les actionnaires doivent justifier de leur qualité par l'enregistrement comptable des titres à leur nom ou au nom de l'intermédiaire inscrit régulièrement pour leur compte au troisième jour ouvré précédant l'assemblée, à zéro heure, heure de Paris (ci-après J-3), soit dans les comptes de titres nominatifs, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par leurs intermédiaires habilités.

Pour les actionnaires au nominatif, cet enregistrement comptable à J-3 dans les comptes de titres nominatifs est suffisant pour permettre de participer à l'assemblée.

Pour les actionnaires au porteur, les intermédiaires habilités qui tiennent les comptes de titres au porteur doivent justifier directement de la qualité d'actionnaire de leurs clients auprès du centralisateur de l'assemblée par la production d'une attestation de participation qu'ils annexent au formulaire unique de vote à distance (ou par procuration) ou à la demande de carte d'admission établie au nom de l'actionnaire ou pour le compte de l'actionnaire représenté par l'intermédiaire inscrit.

1.6 PUBLICATION DES INFORMATIONS SUR L'IMPACT DE CERTAINES DISPOSITIONS EN CAS D'OFFRE PUBLIQUE

Les informations prévues par l'article L. 225-100-3 figure au Chapitre 7.5 Impact en cas d'offre publique du rapport de gestion 2010. Ce dernier est inclus dans le rapport financier annuel, adopté par le Conseil d'administration le 8 février 2011. Le rapport

financier annuel est disponible sur le site Internet de la Société www.edf-energies-nouvelles.com dans la rubrique Informations Réglementées.

2. Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

L'objectif du présent document n'est pas de présenter de façon exhaustive l'ensemble des moyens de contrôle existant au sein des sociétés du Groupe, mais de mettre l'accent sur les procédures de

contrôle relatives aux activités ou risques estimés significatifs, ainsi que sur les dispositifs principaux en place en 2010, avec une mise en évidence des actions clés développées durant l'année 2010.

2.1 ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Politique de contrôle interne

L'amélioration continue du contrôle interne, c'est-à-dire de la maîtrise des activités, est une responsabilité des managers. C'est un objectif permanent qui doit être partagé et porté par chaque membre du personnel.

La loi de sécurité financière (LSF) exige depuis 2003 que le Président du Conseil d'administration de toute société faisant appel public à l'épargne rende compte annuellement des procédures de contrôle interne mises en place par la Société. Par ailleurs, la loi du 3 juillet 2008 et l'ordonnance du 8 décembre 2008 transposant les 4^{ème} et 7^{ème} directives européennes a introduit des dispositions complémentaires.

Dans ce contexte, la politique de contrôle interne du Groupe, révisée en décembre 2008, a été diffusée, aux relais de contrôle interne (France et international). Elle rappelle, entre autres, les principes et

objectifs du contrôle interne et en particulier la gestion des risques. Dans le cadre de sa démarche de progrès, le Groupe a par ailleurs comme objectif l'amélioration permanente de son dispositif de contrôle interne, notamment par un déploiement renforcé au sein de ses filiales.

(i) Les principes et les objectifs du contrôle Interne

Le contrôle interne est constitué de l'ensemble des dispositifs mis en œuvre au sein du Groupe pour fournir à ses dirigeants ainsi qu'à chacun de ses managers une assurance raisonnable quant à la maîtrise des risques, l'efficacité des activités et l'utilisation efficiente des ressources.

Il vise en particulier :

- la conformité aux lois et règlements ;

Annexe 1

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

- l'application des instructions et des orientations fixées par la Direction générale ;
- le bon fonctionnement des processus internes du Groupe, notamment ceux concourant à la sauvegarde de ses actifs ;
- la fiabilité des informations financières.

Le contrôle interne est intégré à la conduite et à la réalisation de toute activité. Il est exercé par tous, dans une démarche de progrès permanent, et porté par l'encadrement. Il est décliné dans les entités du Groupe en application des principes de délégation. Chaque niveau de management est responsable de son contrôle interne et en rend compte au niveau immédiatement supérieur.

L'effort de contrôle est en permanence adapté aux risques et aux enjeux.

(ii) Les éléments constitutifs du contrôle Interne

Suivant le référentiel « COSO » (*COmmittee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), le contrôle interne se décline autour de cinq éléments interdépendants :

L'environnement de contrôle

Fondement de tous les autres éléments du contrôle interne, l'environnement de contrôle conditionne le développement de la culture du contrôle au sein du Groupe ; il se caractérise notamment par les valeurs du Groupe, la politique de délégation de pouvoirs et la recherche de la performance.

L'évaluation des risques

Elle consiste à identifier et évaluer les risques internes et externes susceptibles d'affecter la réalisation des objectifs du Groupe puis à déterminer comment, en fonction des enjeux auxquels ils se réfèrent, ces risques peuvent être mis sous contrôle.

Les activités de contrôle

Elles se définissent comme l'application de procédures contribuant à garantir la mise en œuvre des orientations du management. Leur finalité consiste à s'assurer que les mesures nécessaires à la maîtrise des risques sont prises.

L'information et la communication

Les informations pertinentes doivent être identifiées, recueillies et diffusées sous une forme et dans des délais qui permettent à chacun de piloter et contrôler les opérations dont il a la responsabilité.

Les systèmes d'information doivent en particulier comporter les sécurités nécessaires à la préservation de la fiabilité des données opérationnelles, financières ou réglementaires.

Le pilotage

Les dispositifs de contrôle interne doivent être pilotés en permanence et leurs performances qualitatives évaluées périodiquement afin de permettre la mise en place d'une boucle d'amélioration permanente. Les faiblesses du dispositif doivent être portées à l'attention du management ; les lacunes les plus graves devant être signalées à la tête de Groupe.

(iii) Le Dispositif de contrôle Interne du Groupe

Le dispositif de contrôle interne du groupe EDF Energies Nouvelles a été défini, formalisé et mis en place en juillet 2006. Il suit les étapes clés du référentiel « COSO » et prend en compte les principes généraux de contrôle interne préconisés par le cadre de référence de l'AMF publié en janvier 2007 et révisé en 2010.

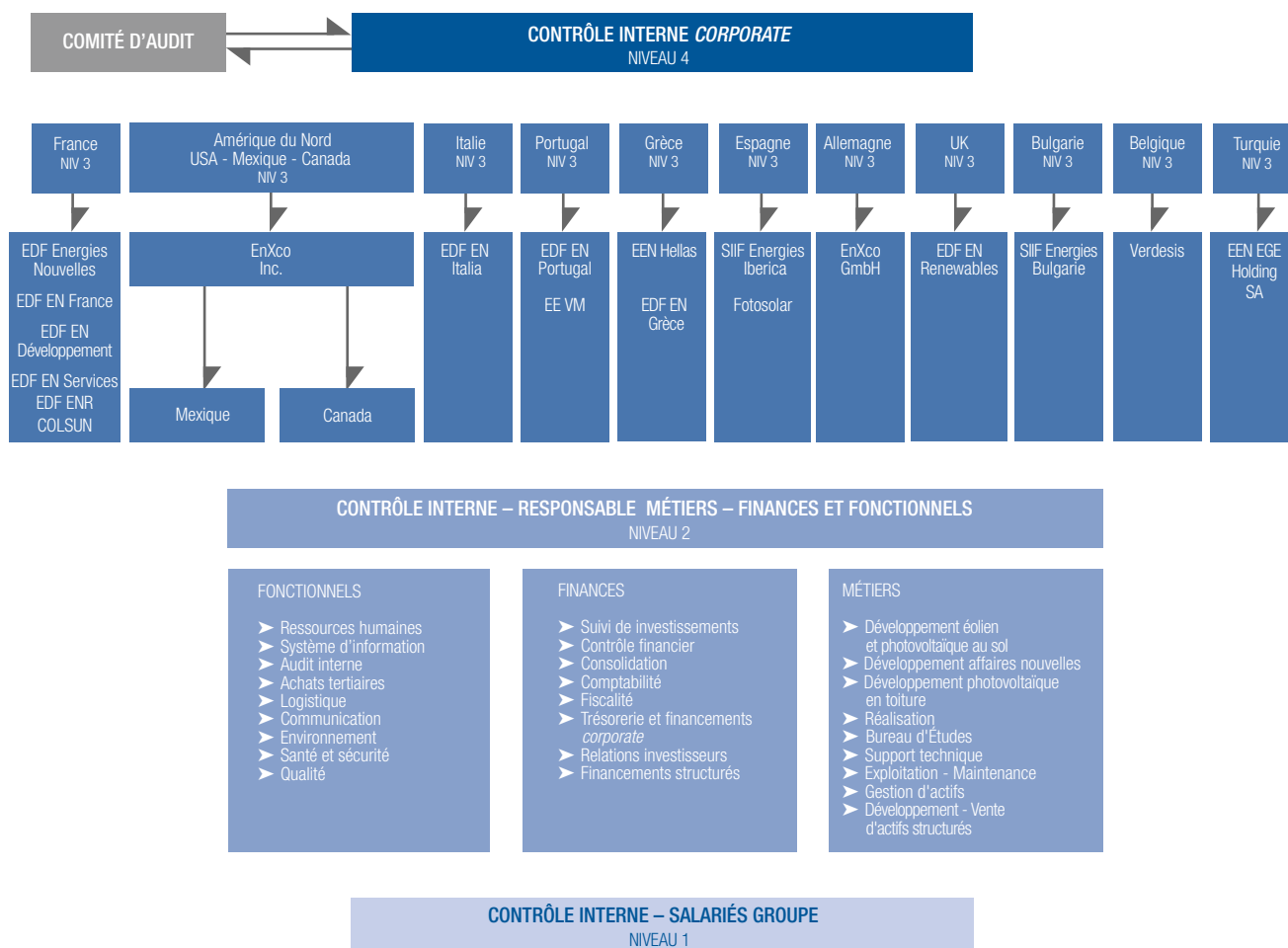
Le dispositif de contrôle interne du Groupe est placé sous le contrôle du Conseil d'administration et du Comité d'audit et des risques et sous la responsabilité de la Direction générale. Il s'appuie pour les sociétés françaises sur les responsables métiers et fonctionnels et pour les filiales étrangères contrôlées et significatives sur des relais locaux. Ceux-ci ont la responsabilité de mettre en œuvre les politiques, normes et procédures définies par la Direction générale du Groupe.

Conformément aux recommandations de l'AMF qui précise que « dans le cadre d'un Groupe, la société mère veille à l'existence de dispositifs de contrôle interne au sein de ses filiales », le Directeur général du groupe EDF EN a renforcé le déploiement du dispositif de contrôle interne par la formalisation des obligations des responsables de filiales en matière de contrôle interne dans une lettre de mission (décembre 2008).

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

La mise en œuvre et le pilotage du contrôle interne relèvent de la responsabilité de chaque manager, au sein de son périmètre de délégation. Le dispositif se décline en quatre niveaux :



- Niveau 1 : autocontrôle exercé par l'ensemble des salariés selon les principes de la charte éthique et déontologique adoptée par le Groupe en 2006 et qui leur a été communiquée ;
- Niveau 2 : contrôle interne exercé au niveau des responsables métiers et fonctionnels ;
- Niveau 3 : contrôle interne exercé au niveau du responsable du contrôle interne France et des responsables du contrôle interne dans les filiales étrangères contrôlées et significatives ;
- Niveau 4 : contrôle interne *corporate*.

(iv) Auto-évaluation du dispositif

Conformément aux recommandations de l'AMF, EDF Energies Nouvelles procède, depuis 2007, à une auto-évaluation des dispositifs de contrôle mis en œuvre ainsi qu'à la description des plans d'actions propres à chaque métier, fonction ou domaine.

Cette auto-évaluation est réalisée sur la base du guide de contrôle interne qui suit les chapitres du COSO et intègre les recommandations du cadre de référence de l'AMF.

Cette auto-évaluation s'étend progressivement à l'ensemble des filiales contrôlées par l'adaptation de son dispositif afin que leurs résultats soient intégrés à l'auto-évaluation globale.

Démarches éthique et environnementale

(i) Démarche éthique

La charte éthique et déontologique, adoptée par le Conseil d'administration de la Société en juillet 2006, formalise l'engagement pris par EDF Energies Nouvelles de respecter les cinq valeurs fondamentales du Groupe :

- respect de la personne et tolérance ;
- respect de l'environnement et solidarité ;
- performance ;
- intégrité ;
- diversité et Interculturalité.

La charte éthique et déontologique a été traduite et diffusée à l'ensemble des salariés du Groupe. Elle est systématiquement remise aux collaborateurs qui rejoignent le Groupe.

Les principes fondamentaux de la charte du Groupe sont pris en compte dans la relation contractuelle avec des partenaires ou des fournisseurs.

Le Groupe s'engage à poursuivre sa démarche et s'assure que les sociétés nouvellement acquises et contrôlées adhèrent et appliquent les principes de la charte éthique et déontologique.

Annexe 1

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

(ii) Démarche environnementale

Les activités éoliennes terrestres en France continentale et en Corse sont certifiées ISO 14001. La certification ISO 14001 a été obtenue en 2005, renouvelée en 2008 et validée à nouveau, sans non-conformité, en 2009 et en 2010 par un organisme agréé indépendant (AFNOR) pour ses métiers développement, réalisation, gestion d'actifs ainsi que l'exploitation et la maintenance.

Cette certification, vient valider la mise en place par le Groupe d'un système de management environnemental qui inclut :

- une analyse environnementale permettant de dresser un état des lieux des activités, de la réglementation applicable à ces dernières et des impacts environnementaux qu'elles induisent ;
- une politique environnementale comportant un engagement d'amélioration continue et de prévention de la pollution, de conformité à la législation et à la réglementation environnementales applicables et aux autres exigences auxquelles le Groupe a souscrit ;
- la structure organisationnelle, les activités de planification, les responsabilités, les pratiques, les procédures, les procédés et les ressources pour élaborer, mettre en œuvre, réaliser, passer en revue et maintenir la politique environnementale du Groupe.

Ce système de management environnemental participe directement d'une inscription des activités du Groupe dans une logique de développement durable et de préservation de la biodiversité.

Le maintien ultérieur de la certification est subordonné à la vérification régulière (sur une base annuelle) de la conformité du système avec la norme et au renouvellement (tous les trois ans) de la certification par un organisme indépendant.

Délégations de pouvoirs et séparation des tâches

Des politiques de délégation de pouvoirs délimitant les différents niveaux d'approbation selon le type d'engagement sont diffusées pour les principales sociétés du Groupe. Elles sont actualisées annuellement en fonction des changements organisationnels.

Le déploiement et l'adaptation aux filiales intégrant le périmètre, des procédures de délégation de pouvoirs d'engagement et de délégation de pouvoirs bancaires se sont poursuivis courant 2010.

Certaines procédures font l'objet de validation par les Conseils d'administration des principales filiales opérationnelles du Groupe.

Ces procédures s'attachent à respecter le principe de séparation des tâches sur des activités incompatibles.

La politique de gestion des ressources humaines

Parallèlement à son développement soutenu et à l'augmentation importante de ses effectifs, le Groupe renforce progressivement sa gestion des ressources humaines en termes de recrutement, de fidélisation, de mobilité et de sécurité.

Le Groupe est structuré, en France, via une Unité Économique et Sociale (comprenant EDF Energies Nouvelles, EDF EN France, EDF EN Développement, EDF EN Services et EDF EN Outre Mer) dans le but d'associer les instances Représentatives du Personnel aux enjeux et défis du Groupe ayant un impact sur les collaborateurs.

EDF Energies Nouvelles poursuit son effort de fidélisation des salariés. Une démarche de maintien des collaborateurs clés a donc été mise en œuvre et comprend notamment :

- une politique de rémunération globale ;
- une revue des fonctions clés du Groupe ;
- un plan d'intéressement à long terme.

EDF Energies Nouvelles a mis en place sa propre politique de rémunération attractive et multiforme (fixe, primes, actionnariat salarié, participation...).

Ses métiers, son implantation internationale, ses valeurs entrepreneuriales et son image font d'EDF Energies Nouvelles un acteur attractif du secteur des énergies renouvelables et attirent, en particulier, de jeunes diplômés.

L'organisation et le pilotage des systèmes d'information (SI)

Les Systèmes d'Information sont rattachés au Directeur Financier Groupe (CFO), membre du Comité de direction.

Afin d'accompagner la croissance du Groupe et répondre aux objectifs de développement en termes de systèmes d'information, la Direction générale a décidé de renforcer la fonction au sein du Groupe par la création d'une Direction des Systèmes d'Information Groupe.

En 2010, le Directeur des Systèmes d'Information Groupe a progressivement réorganisé la Direction des Systèmes d'Information et fait valider un schéma directeur par la Direction générale. Les principales missions de cette Direction sont de définir la stratégie opérationnelle du Groupe en matière de systèmes d'information, conduire en tant que maîtrise d'ouvrage les grands projets informatiques, garantir l'adéquation des systèmes d'informations aux besoins du Groupe dans des conditions optimales de sécurité et adapter de manière permanente les systèmes d'information à la croissance du Groupe.

Au titre de 2010, les projets significatifs sont notamment la finalisation du plan complet de reprise d'activités ainsi que l'analyse et la conception d'un ERP Finance pour la France (hors EDF Energies Nouvelles Réparties et ses filiales).

Les acteurs fonctionnels du pilotage du contrôle interne

(i) Organes de pilotage

Direction générale

La Direction générale est l'organe principal de pilotage du Groupe, en ce compris le contrôle interne et la gestion des risques : elle en détermine les grandes orientations et veille à la mise en œuvre des principes, normes et procédures de contrôle interne.

L'organisation France & internationale

EDF Energies Nouvelles est un Groupe à dimension internationale implanté en Europe et en Amérique du Nord.

Les Conseils d'administration des holdings pays sont organisés de manière à inclure le membre du Comité de direction en charge de la zone géographique ainsi que le Directeur Financier du Groupe, ceci afin de s'assurer notamment de la cohérence des décisions prises avec la stratégie du Groupe.

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

Pour les filiales placées sous ces *holdings*, la Direction du Groupe est représentée dans les Conseils d'administration locaux par les responsables ou Directeurs Financiers Pays.

Les Conseils d'administration portent plus efficacement la politique Groupe en matière de contrôle interne car ils sont composés d'administrateurs impliqués, représentant le Groupe dans tous ses aspects aussi bien « business » que gestion et finances.

Les principales filiales internationales sont des centres de profit et sont organisées pour fonctionner de manière autonome avec notamment une Direction Financière et des Directions Métiers (développement, réalisation...).

Les responsables financiers pays sont chargés de l'établissement et de la remontée mensuelle à la maison mère du reporting de gestion. Ils informent aussi de façon mensuelle, de la performance opérationnelle des centrales de production du Groupe, des risques éventuels et de leur traduction dans les comptes financiers locaux.

Ils reportent fonctionnellement à la Direction Finances & Controlling qui participe à la fixation de leurs objectifs, de leur prime et à l'évolution de leur rémunération.

(ii) La Direction Finances & Controlling

La Direction Finances & Controlling recouvre les Directions suivantes :

- Controlling Group : qui regroupe les fonctions de synthèse (Reporting, Budget-PMT), de consolidation statutaire, de suivi des investissements, ainsi que la Direction Financière France (comptabilité, révision comptable et contrôle de gestion) ;
- Trésorerie & Financements *Corporate* ;
- Financements structurés ;
- Affaires Fiscales Groupe ;
- Relations Investisseurs ;
- Systèmes d'Information.

Direction Controlling Group

Le Controlling Group est organisé afin de répondre aux exigences liées au statut de société cotée ; il s'inscrit également dans le cycle de gestion du groupe EDF qui requiert des reportings comptables et financiers selon des périodicités mensuelles, trimestrielles, semestrielles et annuelles.

Fonction Synthèse Groupe

Ses missions principales sont :

- de piloter les processus prévisionnels du cycle de gestion du Groupe (budget et plan moyen terme) ;
- d'assister le management opérationnel dans le pilotage de la performance via le suivi de l'exécution du budget (faisant l'objet de deux prévisions annuelles) et celui des résultats opérationnels ;
- de contribuer à l'établissement des objectifs donnés aux marchés financiers, de produire et valider les informations concernant les capacités de production en exploitation et en construction, ainsi que celles concernant le portefeuille de projets en développement ;
- à partir des résultats de la consolidation de gestion, élaborer et diffuser les reportings à usage interne (Comité de direction,

Responsable Relations Investisseurs, Communication Corporate et Direction Financière d'EDF) ;

- de rédiger et d'actualiser l'ensemble des procédures du contrôle de gestion.

Consolidation

Ses missions principales sont :

- de produire un référentiel de consolidation Groupe et de s'assurer de sa bonne application ;
- de revoir les contrats sous l'aspect consolidation pour anticiper toutes difficultés d'application comptable ;
- d'élaborer les procédures de consolidation ainsi que des notes d'application pour le Groupe ;
- de superviser et valider la production, dans les délais, des comptes consolidés du Groupe ;
- de s'assurer de l'exactitude de l'information financière ;
- d'être le garant de l'application des normes comptables internationales. Pour ce faire, le Groupe dispose d'une fonction doctrine, qui a pour mission d'analyser tous les montages contractuels et de définir le traitement comptable correspondant.

Suivi des investissements

Ses missions principales sont :

- le contrôle et l'évaluation des engagements d'investissements comprenant, notamment, la revue des dossiers d'investissements pour le Groupe, les analyses de sensibilité, la vérification des indicateurs financiers du Groupe et l'analyse du modèle économique ;
- le contrôle et la détermination de la rentabilité des investissements engagés et des projets comprenant, notamment, la comparaison des données prévisionnelles et réalisées, l'actualisation des business plans et l'intégration des conditions de financements obtenues, des retours d'expérience.

Direction Financière France

La Direction Financière France est placée sous la responsabilité du Controlling Group. Elle regroupe le contrôle de gestion de la zone, la tenue des comptes sociaux de l'ensemble des filiales françaises et le suivi des investissements France.

Ses missions principales sont :

- de produire le budget et le reporting ;
- de suivre les frais généraux *corporate* et de développement/réalisation des projets ;
- de produire et contrôler les comptes sociaux des différentes sociétés françaises dans les délais imposés ;
- d'assurer une partie du retraitement consolidation des comptes des sociétés françaises ;
- de préparer les déclarations pour l'administration fiscale avant vérification par la Direction des Affaires Fiscales Groupe.

Direction Trésorerie Groupe et Financements Corporate

Ses missions principales sont d'assurer à tout moment la liquidité du Groupe et de veiller à la mobilisation à moindre coût de sa ressource financière afin de financer sa croissance. Cette Direction gère les

Annexe 1

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

relations bancaires, traite au plan international les problématiques liées à la gestion de la trésorerie centralisée (*cash pooling*, placement des excédents bloqués dans les sociétés portant les projets) et met en place des couvertures de risques (taux d'intérêt et de change essentiellement). Elle participe à l'optimisation des financements de projets et en vérifie la cohérence.

Direction Financements structurés

Cette Direction assure la mise en place, dans les meilleures conditions, des financements de projets du Groupe en France (financements sans recours, ou à recours limité), ainsi que le suivi du portefeuille de financements de projet durant leur phase opérationnelle.

Direction des Fusions & Acquisitions

Elle supervise les aspects financiers des opérations de fusions et acquisitions.

Direction des Affaires Fiscales Groupe (DAFG)

La DAFG a notamment pour mission de garantir que le Groupe remplit convenablement l'ensemble de ses obligations en matière fiscale et plus généralement d'assurer l'exactitude de l'information financière fiscale. Son action permet également d'améliorer le processus d'arrêté des comptes et la qualité de production des résultats financiers.

Elle conseille la Direction générale du Groupe, ses chefs de projet ainsi que les Directions Financières Pays afin d'assurer la sécurité et l'optimisation fiscales des opérations nationales et internationales de toute filiale.

Elle a pour mission de réaliser des reporting fiscaux périodiques auprès d'EDF et de participer, deux fois par an, à des réunions bilatérales afin de permettre une remontée d'informations fiscales.

Elle a également, la responsabilité de valider, d'un point de vue fiscal, les structures juridiques, d'organiser la fonction fiscale et de mettre en place un corpus de procédures fiscales au sein du périmètre formé par les filiales d'EDF Energies Nouvelles et d'EDF Energies Nouvelles Réparties.

Elle intervient en appui des structures mises en place dans le cadre des opérations courantes du Groupe, avec l'appui, le cas échéant d'experts externes. La DAFG rédige, le cas échéant, et valide systématiquement l'analyse fiscale présentée dans les dossiers soumis par le Groupe aux Comités d'engagement d'EDEV et d'EDF.

Enfin, la DAFG assure le suivi des différents contrôles et contentieux fiscaux auxquels les sociétés du Groupe en France et à l'international, sont exposées.

Direction Financière d'EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR)

EDF Energies Nouvelles Réparties est entrée dans le périmètre de consolidation en 2008. En 2009, cette nouvelle entité et ses filiales ont été progressivement intégrées dans les différents processus de contrôle du Groupe. Cette structuration s'est poursuivie au cours de l'année 2010 afin d'améliorer la mise sous contrôle des activités.

Plus spécifiquement, la Direction Finances & Controlling d'EDF Energies Nouvelles intervient, en appui et support, directement auprès des filiales d'EDF ENR afin de faciliter l'établissement du reporting financier dans le cadre de la consolidation ainsi que pour valider l'homogénéité des politiques fiscales appliquées au regard des standards du Groupe. Il est à noter que la Direction Financière d'EDF ENR assure le suivi comptable et le contrôle de gestion des

filiales de son périmètre (validation des budgets et reporting). Elle assure l'interface avec la Direction Finances & Controlling d'EDF Energies Nouvelles. Le Directeur Financier d'EDF ENR reporte fonctionnellement à la Direction Finance & Controlling d'EDF EN.

(iii) La Direction Juridique Corporate

La Direction Juridique Corporate veille à la sécurité juridique des activités des sociétés du Groupe par l'analyse des engagements souscrits et les conseils prodigués à la Direction générale et aux équipes opérationnelles.

Suivant les domaines, elle effectue ou fait effectuer une veille réglementaire lui permettant de s'assurer que l'ensemble des lois et règlements en vigueur qui sont applicables au Groupe, sur les plans « Corporate » ou « Business », soit pris en compte et respecté.

Les équipes métiers ont connaissance des environnements réglementaires propres à leurs métiers. Elles sont en relation permanente avec la Direction Juridique de l'entreprise pour ce qui concerne l'évolution et l'application de la réglementation en vigueur.

A ce titre, les juristes sont sollicités par les équipes métiers et ils participent activement à l'élaboration, la relecture et la correction des documents pouvant engager le Groupe (contrats, demandes aux administrations, dépôt de permis de construire, ZDE...).

La Direction Juridique Corporate s'assure également du suivi des différents contentieux auxquels les Sociétés du Groupe sont exposées, ainsi que de la mise en place et de la bonne gestion des programmes d'assurances.

Elle assure la conservation des documents originaux engageant la Société.

Les principales compétences requises par l'activité du Groupe (droit des affaires, droit public, droit des sociétés, droit des assurances, etc.) sont représentées en son sein.

La filiale américaine – enXco – possède sa propre Direction Juridique qui est placée, pour le suivi des sujets *corporate*, sous la responsabilité fonctionnelle de la Direction Juridique Corporate.

(iv) La fonction responsable de l'environnement et de la qualité

Créée dans le cadre de son engagement en faveur de la protection de l'environnement et du renouvellement de la certification ISO 14001 pour les activités éoliennes terrestres France métropolitaine et Corse.

Dans le cadre de ses missions relatives à l'environnement, le responsable de l'environnement et de la qualité anime la démarche ISO 14001 concernant l'éolien terrestre en France. A ce titre, il assure également un rôle de conseil et de référent environnemental auprès de la Direction Développement France et de la Direction Industrie en matière de réglementation environnementale pour la France.

Audit interne et contrôles externes

(i) Audit interne

Dans le cadre de sa gouvernance d'entreprise et des évolutions réglementaires en matière de contrôle interne et notamment du suivi de l'efficacité des dispositifs de contrôle interne, la Société a créé fin 2009 une fonction audit interne sous la responsabilité du Directeur de l'Audit et du Contrôle Interne.

En s'appuyant sur une méthodologie et des outils conformes aux standards professionnels généralement admis, l'audit interne du Groupe a principalement pour mission le contrôle de l'efficacité, de la pertinence et de la correcte mise en œuvre des actions de maîtrise des risques, conformément au programme d'audit, validé par la Direction générale et approuvé par le Comité d'audit et des risques, couvrant à la fois des sujets transverses et des filiales du Groupe. Il vérifie périodiquement la pertinence des dispositifs de contrôle interne déployés au sein du Groupe ainsi que la sincérité des auto-évaluations couvrant les principaux risques.

L'audit interne vise à apporter aux dirigeants une « assurance raisonnable » quant au degré de maîtrise des activités et des principaux risques.

(ii) Commissaires aux comptes

Les cabinets Alain Martin et Associés et KPMG Audit assurent le commissariat aux comptes de la Société. Par ailleurs, des mandats sont également confiés à ces deux cabinets en France,

aux États-Unis, en Angleterre, au Portugal, en Grèce, en Espagne et en Italie. Les autres mandats sont confiés à des commissaires aux comptes locaux.

Le collège des commissaires aux comptes émet un rapport sur le présent document.

(iii) Groupe EDF

En tant que filiale du groupe EDF, EDF Energies Nouvelles est soumise à des contrôles par la fonction Audit du groupe EDF.

Dans le cadre de son programme d'audit interne, la Direction de l'Audit d'EDF, a réalisé au premier semestre 2010 un audit du dispositif de contrôle interne du groupe EDF EN. Cet audit dont les résultats ont été présentés au Comité d'audit et des risques de la société EDF Energies Nouvelles a mis en évidence l'adéquation entre le dispositif de contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles avec ses principaux risques et enjeux. Des points d'amélioration ont été proposés et font l'objet d'un plan d'actions.

2.2 LA POLITIQUE DE GESTION ET DE CONTRÔLE DES RISQUES

Afin de maîtriser les risques résultant de l'activité ainsi que ceux liés à l'atteinte des objectifs du Groupe et de l'évolution de l'entreprise, EDF Energies Nouvelles a mis en place un dispositif de gestion des risques incluant une cartographie des risques. Les principaux risques sont identifiés et font l'objet de plans d'actions de mise sous contrôle. Ils sont évalués par rapport à leur impact éventuel, leur probabilité d'occurrence et leur niveau de contrôle.

La Direction générale désigne pour chacun des risques identifiés des responsables chargés de la mise en œuvre des actions de maîtrise de ces risques. Ils travaillent conjointement avec le Directeur de l'Audit et du Contrôle Interne afin d'actualiser semestriellement la cartographie des risques.

Les plans d'actions sont actualisés et validés par la Direction générale.

La cartographie des risques, décrivant l'organisation et les résultats de la gestion des risques du groupe EDF Energies Nouvelles, est présentée une fois par an au Comité d'audit et des risques.

Par ailleurs, au niveau opérationnel, chaque dossier faisant l'objet d'un passage en Comité d'engagements comprend une analyse détaillée des risques (industriel, fournisseurs, environnement, raccordement, productible, réglementaire, juridique, financier...) contribuant ainsi à la sécurisation du processus d'investissement.

Les nouvelles entités font l'objet d'une intégration progressive dans le dispositif de contrôle interne et de gestion des risques du Groupe.

2.3 LES ACTIVITÉS DE CONTRÔLE DU GROUPE

Les procédures de contrôle relatives à l'optimisation des opérations

(i) Les procédures de contrôle des risques sectoriels

Politique de soutien aux Energies Renouvelables

Le développement des énergies renouvelables dépend en grande partie des politiques nationales et internationales de soutien à ces sources d'énergie. En particulier, l'Union Européenne, les principaux pays membres de l'Union Européenne et les États-Unis, principaux marchés du Groupe, pratiquent depuis plusieurs années une politique de soutien actif aux énergies renouvelables.

Le Groupe s'efforce de limiter l'impact des changements de réglementation en assurant une répartition géographique suffisante du développement, une stratégie multi-filières et en menant des actions de communication et de lobbying auprès des autorités compétentes.

Maîtrise des risques liés à la concurrence

Le Groupe fait face à une concurrence importante qui pourrait encore s'intensifier à l'avenir. Dans le secteur des énergies renouvelables, la concurrence s'exerce essentiellement sur l'accès à des sites d'implantation disponibles, la performance des sites de production, la qualité des technologies utilisées, les prix pratiqués ainsi que l'étendue et la qualité de services (en ce compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

EDF Energies Nouvelles poursuit sa stratégie de déploiement, d'une part, multi-filières par le développement continu et programmé de l'éolien terrestre, l'accélération du solaire au sol et bâti devenu axe de développement prioritaire, des réalisations et prises de participation sélectives dans des relais de croissance ; et d'autre part, international, par le biais d'une implantation renforcée en Amérique du Nord avec des projets au Canada et l'entrée au Mexique ainsi que la poursuite du développement en Europe avec le renforcement dans les pays historiques et l'entrée sur le marché turc.

Maîtrise des risques liés à la non-acceptation des projets éoliens et solaires par le public

L'énergie éolienne est actuellement la principale source de revenus du Groupe. Certaines personnes, associations ou autres groupements de personnes s'opposent à l'implantation de projets éoliens en invoquant une atteinte à leur environnement (dégradation du paysage, nuisances sonores...). La mobilisation d'une partie de la population locale contre un projet éolien peut rendre plus difficile l'obtention du permis de construire ou mener à des recours juridiques pouvant donner lieu à l'annulation du permis, voire au démantèlement du parc.

En outre, même s'il existe déjà diverses réglementations visant à limiter l'implantation de parcs éoliens, l'opposition des populations locales pourrait conduire à l'adoption de nouvelles réglementations plus restrictives.

Concernant les projets solaires photovoltaïques, le Groupe ne rencontre pas à ce jour de difficultés majeures dans leur acceptation par le public, mais ne peut garantir que cette situation perdurera.

Le Groupe s'efforce de limiter l'opposition des populations locales, conformément à la législation, par :

- la réalisation systématique d'études d'impact sur l'environnement comportant une analyse complète des contraintes existantes et détaillant la présentation des modalités proposées pour favoriser l'intégration des projets dans les meilleures conditions ainsi que les mesures compensatoires ou d'accompagnement associées au projet ;
- l'organisation d'enquêtes publiques dans le cadre de l'instruction des demandes de permis de construire ;
- la tenue de réunions publiques afin d'informer les riverains des futures implantations.

Par ailleurs, des actions de communication sont menées par le SER (Syndicat des énergies renouvelables) en France, l'EWEA en Europe et l'AWEA aux États-Unis.

L'impact du risque de non-acceptation des projets par le public est également limité par la diversification des sites d'implantation du Groupe à travers le monde.

(ii) Les procédures de contrôle des risques liés à l'activité du Groupe

Maîtrise du risque lié à la dépendance fournisseurs et à la disponibilité des équipements et des matières premières

Le Groupe exerce notamment des activités de Construction et d'Exploitation-Maintenance de moyens de production électriques. Ces activités nécessitent la livraison et le montage de nombreux équipements techniques, tels que des turbines ou des mâts pour les éoliennes, que seul un nombre limité de fournisseurs peut livrer au Groupe.

Dans le cadre de ce métier très capitalistique, les achats réalisés auprès des fournisseurs d'immobilisations du Groupe sont beaucoup plus importants que ceux réalisés auprès des fournisseurs d'exploitation. Les achats de turbines, qui représentent plus des deux tiers des investissements de la Société, sont principalement réalisés auprès de trois fournisseurs de turbines, qui assurent également la maintenance à long terme de ces matériels. Ces

approvisionnements dépendent des cycles de construction des parcs, qui s'étendent au-delà d'une année calendaire.

Le Groupe entend poursuivre sa stratégie de relation long terme avec les fournisseurs de turbines par la signature d'accords-cadre pluriannuels.

Dans le domaine du développement des activités dans l'énergie solaire, la stratégie du Groupe est de diversifier son portefeuille de technologies et d'équilibrer sa stratégie d'approvisionnement (contrats *take-or-pay*, contrats à moyen et long terme, partenariats stratégiques).

Dans le cadre de ses activités dans les filières biomasse et biocarburant, le Groupe s'efforce de sécuriser ses approvisionnements en matières premières tout en veillant à réduire ses coûts de production.

Maîtrise du risque lié à la performance de l'outil industriel

L'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque constituent les deux principaux moteurs de croissance du Groupe. Les capacités de production augmentent de manière significative. En 2012, elles devraient atteindre 4 200 MW nets dont 500 MWc dans le solaire photovoltaïque.

Pour préparer la fin programmée des contrats initiaux d'exploitation-maintenance, maîtriser la gestion des centrales de production et sécuriser à long terme leur performance, le Groupe s'est dotée à la fin 2008, en Europe, d'une Direction Exploitation-Maintenance sur le modèle existant aux États-Unis.

Les objectifs sont principalement de développer en interne une qualité opérationnelle garantissant les résultats d'exploitation, d'avoir une plus grande indépendance vis-à-vis des tiers et d'optimiser les coûts d'exploitation-maintenance.

Maîtrise des risques liés aux contrats de prestations et d'apporteurs d'affaires

La procédure de contrôle interne sur la contractualisation avec des prestataires et apporteurs d'affaires, mise en place depuis 2006 afin de protéger les intérêts du Groupe a donné lieu à la rédaction de fiches descriptives permettant de s'assurer de la présence dans ces contrats des clauses et principes définis par le Groupe, notamment au titre de la charte éthique.

Les fiches relatives aux nouveaux contrats élaborées par la Direction Juridique Corporate, font l'objet d'une présentation régulière au Comité d'audit et des risques.

Par ailleurs, le dispositif de contrôle lié au processus de contractualisation, mis en place en 2007 et actualisé en 2010, permet à la Direction Juridique Corporate et à la Direction Finances & Controlling de formaliser la validation préalable de tout nouveau contrat avant signature effective.

Maîtrise des risques liés aux assurances

L'activité du Groupe est soumise aux risques inhérents à la construction et à l'exploitation de centrales électriques, tels que les risques d'interruption de fonctionnement, de défaut de fabrication ou encore de catastrophes naturelles. En outre, plus généralement, l'activité du Groupe est exposée au risque environnemental, notamment pour ses centrales thermiques et de cogénération ainsi que pour ses usines biomasse.

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

La politique en matière d'assurance est définie par la Direction Juridique du Groupe et mise en œuvre dans chacun des pays où le Groupe est implanté.

L'application de cette politique permet la couverture des principaux risques liés à ses activités. Sont ainsi couverts l'ensemble des actifs de production d'électricité du Groupe, tant en phase de construction qu'en période d'exploitation, notamment en matière de responsabilité civile, de dommages matériels et de pertes d'exploitation. Ces polices couvrent de façon spécifique les risques naturels et le vandalisme.

Pour les projets, le Groupe souscrit des polices dommages et pertes d'exploitation spécifiques à chaque projet en fonction des risques particuliers identifiés sauf en ce qui concerne les projets photovoltaïques pour lesquels un programme Europe est en place depuis le 1^{er} janvier 2009.

Cette identification des risques se fait notamment en fonction de la nature du projet (parc éolien, centrale photovoltaïque, usine biomasse ou autre), de son site d'implantation (régions aux conditions climatiques difficiles) ou encore de son pays d'installation (contexte réglementaire particulier). A titre d'exemple, le Groupe négocie des clauses spécifiques (sous-limites et franchises) pour les risques sismiques des projets situés dans les zones présentant de tels risques.

Pour chacune de ses sociétés, le Groupe souscrit notamment des assurances responsabilité civile, responsabilité dommages ainsi que des polices multirisques bureaux, multirisques informatique ou flotte véhicules.

Les assurances sont systématiquement souscrites auprès de compagnies d'assurances de premier rang.

Un audit complet des assurances mises en place par le Groupe a été réalisé au 1^{er} semestre 2009. Ses conclusions avaient mis en évidence l'adéquation satisfaisante des couvertures souscrites avec les risques identifiés. Des axes d'amélioration avaient été tracés, notamment en matière de responsabilité civile. En conséquence, le Groupe a intégré à effet au 1^{er} juillet 2009, le programme « responsabilité civile » du groupe EDF.

(iii) Les procédures de contrôle des risques liés à la Société

Maîtrise des risques liés à l'image du Groupe

Le succès continu du Groupe dépend de sa capacité à maintenir sa réputation de sérieux, d'intégrité et d'indépendance. Bien que le Groupe porte une grande attention à la qualité de ses prestations, il ne peut garantir qu'il saura se préserver des conséquences dommageables pour sa réputation que pourrait avoir un éventuel accident, conflit d'intérêt ou litige l'impliquant et qui ferait l'objet d'une couverture médiatique importante, notamment si cet événement devait mettre en évidence des manquements graves, réels ou allégués du Groupe à ses obligations.

Le risque d'image est donc considéré comme pouvant avoir un impact non négligeable vis-à-vis du marché et des actionnaires. Il ne peut pas être géré indépendamment des autres risques dans la mesure où tous les risques peuvent avoir une influence sur la réputation d'une organisation. Le risque d'image est géré au sein du Groupe via les organes de gouvernance, les différentes politiques mises en place, l'application des principes fondamentaux de sa charte éthique et déontologique et plus généralement par l'ensemble des actions de contrôle interne.

Maîtrise des risques liés au maintien des collaborateurs clés

En cas de départ d'un ou plusieurs de ses dirigeants, de ses responsables locaux ou de collaborateurs disposant d'une grande expérience du marché sur lequel le Groupe exerce son activité, ou si l'un ou plusieurs d'entre eux décidaient de réduire ou mettre fin à leur implication, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés pour les remplacer. Ses activités pourraient alors s'en trouver ralenties ou sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs en être affectés.

Le Groupe a renforcé ses équipes en recrutant plusieurs cadres de haut niveau qui apportent une expérience confirmée dans tous les domaines de gestion et de développement du Groupe.

Les succès futurs du Groupe reposent notamment sur l'implication totale de ses principaux collaborateurs. Par ailleurs, le développement du Groupe dépend également de sa capacité à retenir et à motiver ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux collaborateurs de talent.

Afin de fidéliser les salariés et ainsi maintenir les compétences nécessaires au développement du Groupe, une politique d'intéressement à long terme a notamment été mise en place.

(iv) Les procédures de contrôle des risques de marché

Maîtrise des risques liés au change

Le Groupe réalise une part importante de ses activités en dehors de la zone Euro et est ainsi exposé aux risques financiers pouvant résulter de la variation des cours de change sur certaines devises. Ces risques sont principalement concentrés, pour l'exercice 2010, sur le Dollar Américain, la Livre Sterling, le Dollar Canadien et le Peso Mexicain.

Le risque de change est présent à plusieurs niveaux :

Le risque de conversion lié au bilan

- ▶ Du fait de la détention de filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro (États-Unis, Royaume-Uni, Mexique), le Groupe est exposé à un risque de change sur son bilan (impact sur les réserves de conversion dans les capitaux propres). Dans les comptes consolidés, la situation nette d'une filiale en devise est valorisée au cours de clôture. Ainsi, la comparaison de valorisation entre deux clôtures de la situation nette d'une société peut faire apparaître des écarts de conversion dont l'impact sur les capitaux propres au 31 décembre 2010 est faible (variation positive de 25 millions d'euros de réserve de conversion au 31 décembre 2010) et à mettre en regard d'un montant de 1 606 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.
- ▶ Tous les actifs (parcs de production d'électricité), passifs (financements de projets associés) et les revenus liés à l'exploitation des parcs sont conclus dans la devise domestique du pays concerné à l'exception non significative, au 31 décembre 2010, de la Turquie. Ainsi, l'actif et le financement correspondant étant exprimés dans la même devise, toute distorsion dans leurs valorisations à la clôture est évitée.
- ▶ Jusqu'à fin 2008, le risque de change issu des comptes courants en devise entre la holding et ses filiales était géré par un adossement à des dettes contractées dans la même devise. En 2009, le Groupe a décidé de mettre en place des instruments dérivés de change afin de couvrir ce risque.

Annexe 1

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

Le risque de change lié aux achats de matériels

Il résulte de l'achat de matériels dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, il s'agit essentiellement des achats de turbines effectués par les filiales américaines, mexicaines, britanniques et canadiennes du Groupe auprès de fabricants européens ainsi que de l'acquisition de panneaux photovoltaïques.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours essentiellement à des achats/ventes à terme et options « vanilles ». Si des modifications interviennent sur les conditions de paiement (échéances) ou sur les montants engagés en devise, les instruments de couvertures utilisés sont alors ajustés en conséquence.

Maîtrise des risques de taux d'intérêt

Dans le cadre de son activité, le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt principalement dans le cadre des financements de projets et du financement de ses activités courantes.

Financement de projets

Le financement des projets du Groupe, notamment les parcs éoliens et les centrales solaires, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets). Dans ces conditions, une hausse significative des taux d'intérêts peut avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe.

Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux par le biais généralement de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (*swap* de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces *swaps* permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant du financement et pour 80 % à 100 % de sa durée. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme. Au 31 décembre 2010, le risque de taux d'intérêt des financements de projets est couvert sur la période 2011 – 2028 à hauteur de 74 % du montant (hors la part correspondant à la période de construction, les couvertures n'étant prises en compte qu'à partir de la mise en service). Le taux moyen des couvertures ressort à 3,93 % (hors marge de crédit).

Financement de ses activités courantes (Financement Corporate)

Dans le cadre du financement de ses activités courantes qui comprend le financement :

- du besoin en fonds de roulement de ses DVAS ;
- des acomptes et des stocks de modules solaires et turbines éoliennes pour ses investissements ; et
- des prêts relais jusqu'à la mise en place des financements de projet ;

le Groupe dispose de lignes de crédit « confirmées » conclues à taux variable.

Afin de limiter le risque associé, le Groupe a conclu des contrats de *swap* de taux et d'options « vanilles ». Basée sur des prévisions d'utilisation des lignes *corporate*, la gestion du risque de taux est réalisée sur un horizon de cinq années glissantes avec détermination d'un taux budget maximum.

Au 31 décembre 2010, le pourcentage de couverture de la dette *corporate* brute (hors découverts bancaires), soit 1 548 millions d'euros, est de 60 % (en cas de hausse des taux), le solde non encore couvert fait l'objet d'une surveillance attentive et pourra être complété en fonction de l'évolution des marchés financiers.

Couverture globale

La gestion de financements de projets ainsi que celle des lignes *corporate* amènent le Groupe à disposer au 31 décembre 2010, soit directement, soit par le biais de divers instruments, de 71 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) à taux fixe.

Maîtrise des risques liés à l'accès aux financements et à la liquidité

Risque lié à l'accès au financement de projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer des projets de centrales de production d'électricité dont le financement est assuré par des financements de projets sans recours et par l'utilisation, le cas échéant, de « prêt relais » durant la période de construction.

Pour l'année 2010, le Groupe a constaté, dans le cadre des négociations des financements de projets, une amélioration des conditions financières sans toutefois revenir aux conditions antérieures à la crise financière. Les délais de finalisation des dossiers de financement se sont stabilisés même s'ils restent relativement longs.

La quasi-totalité des financements de projets prévoient des clauses d'exigibilité anticipée notamment en cas de non-respect d'un niveau minimum de couverture du service de la dette de la société de projet au regard de ses revenus. Ce niveau est mesuré par un ratio dit « DSCR » (*Debt Service Coverage Ratio*). La clause d'exigibilité anticipée se déclenche, en général, lorsque le ratio devient inférieur à 1.

Pour l'activité DVAS, le Groupe confirme la tendance constatée depuis maintenant deux ans, en particulier aux États-Unis, qui se traduit par la réduction des acomptes de paiement et par une demande d'allongement des délais de règlement de la part des compagnies électriques afin de leur permettre de mettre en place leurs financements.

Au cours de l'année, le Groupe a conclu 860 millions d'euros de financement de projets.

Au total, le Groupe dispose de 2 309 millions d'euros de financement de projets au 31 décembre 2010, avec une maturité moyenne de 12,8 années.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

➤ **Lignes de crédits** : Dans le cadre du financement de ses activités courantes le Groupe doit financer en propre certaines dépenses listées au paragraphe Financement Corporate ci-dessus. Pour cela, il dispose, au 31 décembre 2010, de lignes de crédits *corporate* ayant des échéances s'échelonnant de 2011 à 2017 pour un montant total de 2 543 millions d'euros (hors découverts bancaires). Ce montant inclut un financement à hauteur de 1 790 millions d'euros conclu avec le groupe EDF.

Les contreparties de l'ensemble des lignes de crédits bancaires sont des grands établissements français et internationaux. Le Groupe a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements et de ce fait, la gestion des risques correspondants.

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

Les financements *corporate* contiennent des clauses d'exigibilité anticipée qui prennent en compte (i) différents ratios dont un ratio EBITDA/Frais financiers nets qui doit en général être supérieur à 2, (ii) un seuil maximal de dettes ainsi que (iii) la perte de contrôle du Groupe par le groupe EDF.

- **Excédents de trésorerie** : le Groupe a centralisé la gestion de ses excédents de trésorerie lorsque la législation ou les contrats de financement de projets le permettent. Il sécurise ses placements financiers en privilégiant systématiquement des supports de type monétaire et/ou obligataire. Ces placements, dont les maturités moyennes sont inférieures à 3 mois, sont effectués auprès de contreparties de premier rang. Au 31 décembre 2010, le Groupe dispose d'une trésorerie de 371 millions d'Euros (hors découverts bancaires).

(v) Examen et approbation des engagements

En tant que filiale du groupe EDF, les projets d'investissements du groupe EDF Energies Nouvelles sont présentés dans divers Comités en fonction du montant du projet.

Ces projets sont soumis au vote du Conseil d'administration du groupe EDF Energies Nouvelles.

Procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières

(i) Comptes du groupe EDF Energies Nouvelles

Les normes comptables utilisées par le groupe EDF Energies Nouvelles sont conformes aux règles internationales (IAS, IFRS) approuvées par l'Union Européenne. Les règles et méthodes comptables sont décrites dans le référentiel de consolidation Groupe et dans le manuel de gestion du Groupe.

(ii) Organisation du Controlling Group

Le statut de société cotée soumet la Société à des obligations légales et réglementaires spécifiques. Le Groupe se doit, en l'occurrence, de produire des états financiers dans des délais imposés.

Les changements d'organisation s'effectuent dans un contexte de constante évolution du périmètre : la croissance organique est importante et des opérations d'acquisitions ou de cessions sont réalisées. Présent en Europe et en Amérique du Nord, EDF Energies Nouvelles a consolidé en 2010, 317 sociétés dont 239 intégrées globalement, 71 intégrées proportionnellement et 7 mises en équivalence.

Le Controlling Group s'est également organisé pour s'inscrire dans le cycle de gestion du groupe EDF qui requiert des reportings comptables et financiers selon des périodicités mensuelles, trimestrielles, semestrielles et annuelles.

(iii) Processus d'élaboration des comptes consolidés

Un processus budgétaire a été mis en place afin de garantir la fiabilité des données de liasses remontées par chaque zone géographique.

Chaque Directeur financier reçoit une lettre de mission qui précise les objectifs définis par la Direction Finances & Controlling. Dans le domaine du contrôle de gestion, les Directeurs Financiers doivent s'assurer de la qualité des informations remontées et du respect

des délais fixés. Ils doivent également être en mesure d'apporter les commentaires nécessaires à la compréhension de l'évolution des résultats.

En début d'année, le Controlling Group diffuse aux responsables pays et à leur Directeur Financier le calendrier de gestion du Groupe.

De même, au début du processus budgétaire, une note de cadrage est envoyée à chaque Directeur Financier de manière à expliciter et détailler le processus budgétaire ainsi que les principales hypothèses à prendre en compte.

Dans un premier temps, la trajectoire financière (capex industriels et financiers) déterminée en avril/mai, dans le cadre de l'enquête CAPEX EDF, est rappelée à chaque zone géographique qui dispose ainsi du plan d'investissements (investissements industriels et financiers pour la période 2011-2013). Elle constitue l'hypothèse structurante de développement du Groupe sur trois ans.

Chaque zone géographique ou métier propose un budget à trois ans et des prévisions de chiffre d'affaires, d'EBITDA, de frais de développement, de frais généraux ainsi que des prévisions d'effectifs. Ces données sont vérifiées et validées au niveau du Controlling Group.

Avant l'étape de consolidation, les responsables opérationnels de zones présentent leurs données budgétaires au Comité de direction à l'occasion du *Quarterly Business Review* dédié (fin septembre).

Les données validées ou corrigées par la Direction générale sont ensuite répercutées aux zones géographiques qui les intègrent dans l'outil de consolidation du Groupe. Le Controlling Group effectue, une fois les liasses de gestion remontées, un nouveau contrôle de cohérence entre les informations saisies dans Magnitude et celles validées par la Direction générale.

Par ailleurs, le service consolidation a mis en place différents outils et procédures afin de respecter les délais de remontée des comptes tout en garantissant la fiabilité de l'information comptable consolidée. Les opérations spécifiques ainsi que les options comptables font l'objet d'analyses préalables. Les notes techniques en résultant sont discutées en amont avec les commissaires aux comptes du Groupe.

L'ensemble de ces processus est décrit dans le manuel de procédures de consolidation Groupe et le manuel de procédures de cycle de gestion Groupe, diffusés en 2008 aux responsables pays et aux Directeurs Financiers.

(iv) Processus de contrôle des comptes

A la demande du Controlling Group, les Directeurs Financiers Pays rédigent une revue analytique permettant d'effectuer un autocontrôle de la qualité des informations remontées. Une revue trimestrielle approfondie est effectuée sur les comptes de résultats dans l'outil Magnitude par le service consolidation.

Par ailleurs, afin de préparer les clôtures semestrielles, des réunions sont organisées avec chaque Directeur Financier de zone et permettent de revoir les points critiques en matière de comptabilité et de normes de consolidation.

Pour ce qui concerne les reprévisions budgétaires, les Directeurs Financiers Pays contrôlent leurs reprévisions et explicitent les écarts avant de les soumettre à la Direction Financière du siège.

Une revue systématique trimestrielle est également effectuée sur les reprévisions dans le système d'information EDIFIS par le *Controlling Group*.

Annexe 1

Rapport 2010 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

(v) Validation et approbation des comptes

Les comptes annuels ainsi que les communiqués y afférents, sont présentés en Comité d'audit et des risques puis arrêtés par le Conseil d'administration. Les comptes annuels sont approuvés en assemblée générale.

Les comptes semestriels sont présentés en Comité d'audit et des risques et arrêtés par le Conseil d'administration.

La Direction Finances & Controlling ajuste en permanence son organisation pour suivre le développement du Groupe et adapte de manière continue les actions visant à renforcer les processus qui concourent à l'élaboration de l'information comptable et financière. Il en résulte une réduction constante des délais de production ainsi qu'un accroissement de la qualité de production.

(vi) Bilan des actions menées en 2010 en vue de renforcer la qualité de production des informations comptables et financières

Pour ce qui concerne la production des comptes, le périmètre a continué de s'étendre au rythme de la croissance organique du Groupe.

D'un point de vue organisationnel, plusieurs changements ont été opérés en 2010 :

- le service « Consolidation » a été réorganisé en 3 pôles – Production des comptes, Méthodes et principes comptables et Administration système – afin d'optimiser la production des comptes et de respecter les délais de remontées des comptes tout en garantissant la fiabilité de l'information ;
- réorganisation et renforcement de la Direction Financière France afin de répondre aux besoins générés par la croissance de l'activité en France ;
- création d'une fonction suivie des investissements qui assure notamment la définition, l'harmonisation et le respect des critères d'investissement du Groupe.

Par ailleurs, les actions suivantes ont été menées :

- mise en place de SAP Finances aux USA (1^{er} semestre 2010) ;
- en France, préparation au déploiement en 2011 de SAP Finances.

(vii) Évolutions attendues pour l'exercice 2011

La Direction Finances & Controlling continuera à apporter conseil et appui aux zones géographiques en organisant des missions pour les domaines de la consolidation et du contrôle financier.

Les manuels de procédures de consolidation et de gestion continueront à être complétés par des notes techniques spécifiques.

Un manuel de procédures des comptes sociaux sera diffusé en 2011.

La mise en place progressive de sous-paliers de consolidation par pays se poursuivra pour permettre d'optimiser le reporting financier.

Le déploiement de SAP Finances débutera en France au premier semestre 2011.

Procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et réglementations en vigueur

(i) Respect des lois et des réglementations

EDF Energies Nouvelles en tant qu'entreprise cotée est soumise à la réglementation en vigueur commune à l'ensemble des sociétés, aux prescriptions relatives à la loi de sécurité financière, au cadre de référence de l'AMF et aux obligations de publications.

La Direction Juridique Corporate et le contrôle interne sont en charge de mettre en place et de vérifier l'application des dispositifs permettant de faire respecter l'ensemble de ces réglementations.

Par ailleurs, lors de chaque opération spécifique, la Direction Juridique Corporate adresse une note aux personnes concernées afin de les informer des obligations leur incombant, le cas échéant, au titre « d'initié occasionnel ».

Une procédure concernant les « initiés occasionnels » a été élaborée par la Direction Juridique Corporate.

(ii) Procédures de contrôle relatives aux contrats

Les dispositifs mis en place en juillet 2006 (dispositions spécifiques pour les contrats de prestations de services et d'apporteurs d'affaires) et en mai 2007 puis actualisés en 2010 (dispositions générales pour tout processus de contractualisation) permettent à la Direction Juridique Corporate d'assurer sa mission de contrôle du respect des lois et règlements.

(iii) Procédures de contrôle relatives à la réglementation boursière

Depuis son introduction en Bourse, EDF Energies Nouvelles a mis en place des procédures de nature à prévenir les infractions boursières.

Le Conseil d'administration lors de sa séance du 13 novembre 2006 a adopté un règlement destiné à prévenir les opérations d'initiés au sein du Groupe. Une liste d'initiés permanents a été établie, et l'inscription sur cette liste a été notifiée aux intéressés.

Cette liste est régulièrement mise à jour.

2.4 COMMUNICATION DES INFORMATIONS FINANCIÈRES

En tant que société cotée, EDF Energies Nouvelles doit se conformer aux exigences de l'AMF en matière de communication d'information financière.

Les informations communiquées au marché par le Directeur des Relations Investisseurs sont donc documentées, contrôlées et validées par le Directeur général et le Directeur Financier et adressées au Conseil d'administration pour approbation.

Afin d'en formaliser les principes, la procédure « Communication Financière et validation de l'information financière » a été présentée en Comité d'audit et des risques du 20 mai 2008. Elle s'inscrit dans le cadre des principes et règles en vigueur et des recommandations émises par les autorités boursières dans le domaine de la gestion des risques liés à la détention, à la divulgation ou à l'exploitation éventuelle d'informations privilégiées.

Afin de respecter et faire respecter ces principes et règles, le Groupe a mis en place un dispositif de pilotage et de contrôle de l'information financière chargé de valider l'information financière et d'en assurer la cohérence.

Les informations mises en ligne sur le site Internet « www.edf-energies-nouvelles.com » ont généralement fait l'objet d'une publication ou d'un communiqué de presse. *De facto*, elles ont suivi le circuit de validation de l'information.

En tant que société cotée, EDF Energies Nouvelles se conforme aux exigences de l'AMF et applique, au mieux, ses recommandations en matière de communication de l'information financière.

Afin de cibler au mieux sa communication vis-à-vis de ses actionnaires, le Groupe procède chaque année à une étude approfondie de son actionnariat. Cette étude s'appuie sur les fichiers d'actionnaires au nominatif du Groupe et sur un fichier TPI (Titres au Porteur Identifiables) permettant d'identifier 99 % des détenteurs d'actions EDF EN.

2.5 LES ACTIVITÉS DE PILOTAGE DE CONTRÔLE INTERNE DU GROUPE

Les activités de pilotage du contrôle interne du groupe EDF Energies Nouvelles s'exercent notamment au travers :

1. de la construction d'un programme d'audit interne basé notamment sur la cartographie des risques Groupe ;
2. du suivi des résultats des audits et de la mise en œuvre des actions recommandées par ces audits ;
3. du pilotage du réseau des relais de contrôle interne au sein du Groupe ;
4. du reporting des activités de contrôle interne et d'audit interne auprès de la Direction générale et du Comité d'audit et des risques.

3. Dynamique d'évolution

EDF Energies Nouvelles poursuit un rythme de croissance et de diversification soutenu. Pour maîtriser son développement, EDF Energies Nouvelles a le souci permanent de contrôler les risques associés à sa croissance. Les organes de direction du Groupe apporteront leur soutien pour permettre le renforcement constant du dispositif de contrôle interne du Groupe.

Ce rapport a été examiné par la Direction générale et le Comité d'audit et approuvé par le Conseil d'administration.

Paris la Défense, le 8 février 2011

Pâris Mouratoglou

Président du Conseil d'administration

Annexe 2

Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration de la société EDF Energies Nouvelles SA, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2010

« Mesdames, Messieurs,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société EDF Energies Nouvelles SA et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre Société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2010.

Il appartient au Président d'établir et de soumettre à l'approbation du Conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la Société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- ▶ de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; et
- ▶ d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président.

Rapport des commissaires aux comptes établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'administration de la société EDF Energies Nouvelles SA, pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière pour l'exercice clos le 31 décembre 2010

Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la Société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du Président du Conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce. »

Les commissaires aux comptes

Paris - la Défense et Paris, le 8 février 2011

KPMG Audit, *Département de KPMG SA*

Catherine Porta
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin
Associé

Annexe 3

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

Les initiales RP indiquent que l'administrateur ou le membre des organes de direction concerné exerce son mandat ou sa fonction en tant que représentant permanent d'une personne morale.

► PARIS MOURATOGLOU – PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION EDF ENERGIES NOUVELLES

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SARL ÉLECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	Gérant
SARL ERE	Gérant
SA EDF EN OUTRE MER	Président du Conseil d'administration
SA TENESA	Président-Directeur général
SARL TREE	Gérant
SA EDF Energies Nouvelles Réparties	Administrateur

SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER

Mandats ou fonctions

Pays

SA Recursos Energeticos	Secrétaire du Conseil	Espagne
enXco Inc.	Administrateur (Président)	États-Unis

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

► DAVID CORCHIA – DIRECTEUR GÉNÉRAL EDF ENERGIES NOUVELLES

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats et fonctions

SA EDF EN France	RP EDF Energies Nouvelles SA, Administrateur
SNC ÉLECTRIQUE DE BELLIGNAT	RP SIIFELEC SAS, Gérant
SNC ÉLECTRIQUE DE MULHOUSE	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE PETIT CANAL N° 2	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE PETIT CANAL N° 3	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE PETIT FRANÇOIS	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC ÉOLIENNE SAINTE ROSE	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC HYDROÉLECTRIQUE DE COUZON	SRP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC HYDROÉLECTRIQUE DU CANAL ST-LOUIS	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SNC HYDROÉLECTRIQUE DU CARBET AMONT	RP EDF Energies Nouvelles SA, Gérant
SAS SIIFELEC	RP EDF Energies Nouvelles SA, Président
SA VIA NOVA	RP SIIFELEC SAS, Administrateur
SA ENERGIES ASCO	RP SIIFELEC SAS, Administrateur
SAS TAC MARTINIQUE	RP EDF Energies Nouvelles SA, Président
SA TENESA	RP EDF Energies Nouvelles, Administrateur
SAS EDF EN Développement	RP EDF Energies Nouvelles, Président
SAS SIIF Energies Bulgarie	RP EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président
SA EDF Energies Nouvelles Reparties	Administrateur

SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER

Mandats ou fonctions

Pays

enXco Inc.	Administrateur	États-Unis
enXco Service Corporation (Canada)	Administrateur	Canada

Annexe 3

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

► YVON ANDRÉ – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ EDF ENERGIES NOUVELLES

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SA EDF EN Outre Mer	Administrateur
SA EDF EN France	Président-Directeur général
SASU Du Parc Éolien du Chemin d'Ablis	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Parc Éolien des Barthes	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Surya Solaire	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Parc Éolien de la Fosse Crière	RP EDF EN France SA, Présidente
SAS Parc Éolien de Bassure de Baas	Président
SASU Parc Éolien de la Banche	RP EDF EN France SA, Présidente
SASU Parc Éolien de Pont d'Yeu	RP EDF EN France SA, Présidente
SAS Parc Éolien de Villesèque	RP EDF EN France SA, Présidente
SAS Parc Éolien de Fiennes	RP EDF EN France SA, Gérante
SAS Parc Éolien de Luc sur Orbieu	RP EDF EN France SA, Présidente
SNC Parc Éolien de la Conque	RP EDF EN France SA, Gérante
SAS Parc Éolien de Castanet le Haut	RP EDF EN France SA, Présidente
SNC Parc Éolien Des Polders Du Dain	RP EDF EN France SA, Gérante
SNC Parc Éolien d'Oupia	RP EDF EN France SA, Gérante
SNC Parc Éolien du Pays de la Côte de Jade	RP EDF EN France SA, Gérante
SA Energies Asco	Administrateur & Directeur général délégué
S A T E N E S A	RP EDF EN France SA, Administrateur
SA Via Nova	Administrateur & Directeur général délégué
SAS Lou Paou	RP EDF EN France SA, Présidente
SA EDF EN Services	Administrateur
SAS Ardèche Energies Nouvelles	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solaire Participations	RP EDF EN France, Présidente
SASU EDF EN Développement	RP EDF Energies Nouvelles, Présidente
SASU SIIF Energies Bulgarie	RP EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Présidente
SASU Aquisun	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Linguizetta	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Narbonne	RP EDF EN France, Présidente
SACU Centrale Solaire de Peretto	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de la Désirade	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire d'Acqua Di l'Asino	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Romenay (ex Vix Sottano)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parcs Eoliens de Neuvy et Villars	RP EDF EN France, Présidente
SASU Noréole	RP EDF EN France, Présidente
SASU Ecosolaire (ex Biomasse Énergie Artenay)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Breuil sous Argeton (ex Agrisol)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la vallée de l'Hérault (ex Agrisol)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques Toitures n° 1 (ex Blavozy)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien d'Allanche	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Blandy	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Cabreirens	RP EDF EN France, Présidente

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SASU Parc Éolien de Cambouisset	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Fontfroide	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Grendelbruch	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Marcelcave	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Patrimonio	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Trois Domaines (ex Parc Éolien de Planchevilliers)	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Puech Nègre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Rochessauve Alissas	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Salles Curan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque Pierrefitte 1 (ex Parc Éolien de Vesly)	RP EDF EN France, Présidente
SAS Parc Éolien de Veulettes	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien Mas de Naï	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cazalis (ex du Nord Perpignanaï)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Themis	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques de Lugat (ex du Sisteronnais)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques de Marsillargues	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrales Photovoltaïques du Gabardan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Fito	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque SFP EDF de Sainte-Tulle	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Blauvac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Curtina	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Pantanaja	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Distriport Fos	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Niellone	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Bouloc	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Maximin	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Boissières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Daumazin sur Arize	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Signes	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Valensole	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Salins	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien des Portes de Champagne	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solen	Gérant
SASU Centrale Photovoltaïque d'Aramon	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Auzainvilliers 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Avon les Roches	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Beguey	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Berroute	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Calissanne	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Conches sur Ouche	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Conques sur Orbiel	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Aslonnes 2 (ex Courlans)	RP EDF EN France, Présidente

Annexe 3

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SASU Centrale Photovoltaïque de Cournonsec	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Decize	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Estounac Bielh	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Fresnay l'Évêque	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Garons	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Goulien	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Pierrefitte 2 (ex Gros-Jacques)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Bure (ex la Llagonne)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Lucate	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Labouheyre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lagofun	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lassicourt 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lesperon	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lieusaint	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Matheysin	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Vendéopôle 2 (ex Melve)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Meze	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Montendre-Charde	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Montierchaume	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mourede	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Nabias 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Nabias 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Nabias 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Parentis en Born	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Romilly sur Seine	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Chamas	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Come et Maruejols	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Marcel sur Aude	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Martin de Crau	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Pargoire	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Pierre Dels Forcats	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint-Julien	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sées	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Seysses	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sillars	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sore	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sorgues	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Vergeze	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Villeveyrac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Ychoux	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Carretheyres	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque Carretheyres (ex Gras de Perret)	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Salins 1	RP EDF EN France, Présidente

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SASU Centrale Photovoltaïque des Salins 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Salins 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Serres	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Eyguières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Braou	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Cambrésis	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Cet de Béziers	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Communal de l'Est	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 5	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 6	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 7	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Gabardan 8	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Soler	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Tube	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque La Cabane de Fabre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque Lagune de Toret	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque Le Bouluc de Fabre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Solaire de Montendre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc d'Energies Renouvelables Catalan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Chalautre La Grande	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Conilhac Corbières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la Plaine de l'Orbieu	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Bois de Belfays	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Bois de Belfays 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Bois de Belfays 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Puylobier	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la Petite Moure	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de la Pierre	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien des 3 Frères	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Nipleau	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solar System Marseille	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Artigues	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Aslonnes	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Baraize	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Belis 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Belis 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Belis 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Bousses 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Bousses 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Calissanne 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cere 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cere 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cere 3	RP EDF EN France, Présidente

Annexe 3

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SASU Centrale Photovoltaïque de Cere 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cere 5	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Cestas	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Chaillac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Crucey 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Crucey 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Crucey 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Ferrières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Fontgaillarde	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Givet	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de La Lande de Prat	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Montane Nord	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de la Montane Sud	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lanleff	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lannilis	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Laon-Couvron 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lardier	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Le Boulou	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Le Folgoët	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lesperon 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lorquin	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lue 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lue 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lue 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Lussan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Massangis 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Massangis 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Massangis 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mer	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mezos 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mezos 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mezos 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mezos 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Milhars et Marnaves	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mirande	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mison	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Montech	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Mont-Roc	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Moulon de Blé	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Noaillan	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Parentis Aéroport	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Parentis en Born 2	RP EDF EN France, Présidente

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

Mandats ou fonctions

SASU Centrale Photovoltaïque de Pepere	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Picarreau	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Pompejac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Rayssac	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Renhares	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Rochefort-sur-Nenon 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Rochefort-sur-Nenon 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint André	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint Aubin sur Loire	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Crau et Istres Sulauze	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint Paul de Tartas	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Saint Ange	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Sanvignes Les Mines	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Souprosse 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Souprosse 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Taller 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Taller 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Toul-Rosières 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Vailhauques	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Varen	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque de Vendéopôle	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Eguzon La Lande	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque des Melettes	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Escource Nord	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Escource Sud	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque d'Oradour Fanais	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Parc de la Tronquières	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Pays Chaumontais 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Centrale Photovoltaïque du Pays Chaumontais 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Écotoitures Solaires	RP EDF EN France, Présidente
SASU Hangars Photovoltaïques 2010	RP EDF EN France, Présidente
SASU Hangars Photovoltaïques 2011	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien de Chatillon-en-Dunois	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Éolien du Plat des Graniers	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque du Morcenais 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque du Morcenais 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque du Morcenais 3	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque du Morcenais 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque du Morcenais 5	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 1	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 2	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 3	RP EDF EN France, Présidente

Annexe 3

Liste des mandats et fonctions exercés au sein du groupe EDF Energies Nouvelles par les administrateurs et les membres des organes de direction de la Société

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

SASU Parc Photovoltaïque en Terre d'Argence 4	RP EDF EN France, Présidente
SASU Parking Photovoltaïque du Parc des Expositions de Bordeaux	RP EDF EN France, Présidente
SARL Solaire de la Belle de Mai	Gérant
SARL Solaire de Toulouse-Garonne	Gérant
SASU Solar System Dordogne	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solar System Gironde	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solar System Laro	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solar System Paca	RP EDF EN France, Présidente
SASU Solar System Sanouest	RP EDF EN France, Présidente

Mandats ou fonctions

SOCIÉTÉS GROUPE ÉTRANGER

	Mandats et fonctions	Pays
RETD SA	Administrateur	Grèce
Eoliki Eliokastrou	Administrateur	Grèce
SA SIIF Energies Ibérica	Président du Conseil	Espagne
SA Bioenergia Santamaria	Administrateur	Espagne
SA Bioenergia del Poniente	Administrateur	Espagne
Verdesis	Administrateur	Belgique
Eolica da Arada	Administrateur	Portugal
Batliboi enXco pvt Ltd	Director	Inde

► CHRISTOPHE GEFFRAY – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ EDF ENERGIES NOUVELLES

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE

SA EDF EN Services	Président-Directeur général
SAS EDF EN Développement	RP EDF Energies Nouvelles, Président
SAS SIIF Energies Bulgarie	RP EDF EN, Présidente de SIIFELEC, Président
SNC Colsun	Co-gérant

Mandats ou fonctions

► OLIVIER PAQUIER – DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ EDF ENERGIES NOUVELLES

SOCIÉTÉS GROUPE FRANCE/ÉTRANGER

SA EDF ENR	Président-Directeur général
SAS EDF ENR 1	Président
SAS EDF ENR 2	Président
SAS EDF ENR 3	Président-Directeur général
SAS EDF ENR 4	Président-Directeur général
SAS Photon Power Technologies	Président
SA Supra	Président du Conseil et administrateur
EDF ENR Solaire	Administrateur
Photon Power Industries	Président
EDF ENR Solare SRL	Administrateur (Italie)
SA Ribo	Président du Conseil et administrateur

Mandats ou fonctions

Annexe 4

Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

1 Bilan

Actif (en milliers d'euros)	31 décembre 2010			31 décembre 2009
	Brut	Amortissement et provisions	Net	Net
Actif immobilisé				
Immobilisations incorporelles				
Concessions brevets droits similaires	2 093	1 956	137	528
Autres immobilisations incorporelles	3 000	450	2 550	2 850
Immobilisations corporelles				
Terrains	205	-	205	205
Constructions	-	-	-	-
Installations techniques matériel	-	-	-	-
Autres immobilisations corporelles	4 793	2 102	2 691	946
Immobilisations en cours	1 539	-	1 539	78
Immobilisations financières				
Titres de participations	715 610	29 494	686 116	524 374
Créances rattachées à des participations	503 875	-	503 875	129 833
Autres titres immobilisés	3 326	30	3 296	2 792
Prêts	137	137	0	9
Autres immobilisations financières	3 269	-	3 269	4 218
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	1 237 847	34 169	1 203 678	665 833
Actif circulant				
Stock				
En cours de production de services	66	66	0	0
Avances et acptes versés sur commandes	24 875	-	24 875	34 183
Créances	-	-	-	-
Clients et comptes rattachés	13 244	-	13 244	17 281
Autres créances	1 604 131	24 515	1 579 616	1 927 211
Trésorerie	-	-	-	-
Valeurs mobilières de placement	133 225	-	133 225	171 304
Disponibilités	66 591	-	66 591	39 042
Charges constatées d'avance	1 675	-	1 675	875
TOTAL ACTIF CIRCULANT	1 843 807	24 581	1 819 226	2 189 896
Comptes de régularisation				
Écart de conversion actif	66 717	-	66 717	65 433
TOTAL GÉNÉRAL	3 148 371	58 750	3 089 621	2 921 163

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Bilan

Passif (en milliers d'euros)	31/12/2010	31/12/2009
Capitaux propres		
Capital social	124 109	124 109
Primes d'émission de fusion d'apport	1 011 479	1 011 479
Réserve Légale	9 922	8 381
Autres réserves	631	524
Report à nouveau	50 196	50 380
Résultat de l'exercice	38 051	30 826
Provisions réglementées	1 012	702
TOTAL CAPITAUX PROPRES	1 235 400	1 226 401
Provisions pour litiges	-	-
Provisions pour risques	26 669	65 472
TOTAL PROVISIONS POUR RISQUES & CHARGES	26 669	65 472
Dettes		
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit	1 566 635	1 467 478
Emprunts et dettes diverses	44 612	5 240
Avances & acomptes reçus sur commandes	-	-
Dettes fournisseurs & comptes rattachés	6 555	3 816
Dettes fiscales & sociales	4 865	4 246
Dettes sur immobilisations	107 220	120 952
Autres dettes	46 804	20 386
TOTAL AUTRES DETTES	1 776 691	1 622 118
Produits constatés d'avance	3 367	5 495
Écart de conversion passif	47 494	1 677
TOTAL GÉNÉRAL	3 089 621	2 921 163

2 Compte de résultat

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010	31/12/2009
CHIFFRE D'AFFAIRES	30 871	31 910
Production stockée et immobilisée	424	(6 297)
Subvention exploitation	(36)	36
Reprise sur amortissements & provisions et transfert de charges	85	1 922
Autres produits	-	1
TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	31 344	27 571
Autres achats et charges externes	20 497	18 140
Impôts taxes et versements assimilés	1 276	1 097
Salaires et traitements	9 887	6 566
Charges sociales	6 954	5 657
Dotations aux amortissements	1 396	870
Dotations aux provisions s/actif circulant	66	-
Dotations aux provisions pour risques & charges	100	-
Autres charges	173	124
TOTAL DES CHARGES D'EXPLOITATION	40 349	32 455
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	(9 005)	(4 883)
Bénéfices attribués ou pertes transférés	38	50
Pertes supportées ou bénéfices transférés	-	-
Produits financiers de participation	24 807	31 030
Autres intérêts et produits assimilés	62 777	51 076
Reprises sur provisions	76 418	51 176
Différences positives de change	53 726	42 378
Produits nets sur cession de V M P	873	2 401
TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS	218 601	178 061
Dotations financières aux amortissements & provisions	54 256	71 727
Intérêts et charges assimilées	35 608	24 612
Différences négatives de change	80 816	52 842
Charges nettes sur cessions de VMP	-	-
TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES	170 680	149 181
RÉSULTAT FINANCIER	47 921	28 880
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔT	38 954	24 047
Produits exceptionnels s/opérations gestion	653	1
Produits exceptionnels s/opérations en capital	2 378	6 355
Reprises sur provisions et transferts de charges	-	-
TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS	3 031	6 356
Charges exceptionnelles s/opérations gestion	969	88
Charges exceptionnelles s/opérations en capital	2 169	1 382
Dotations aux provisions et transferts de charges	311	311
TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES	3 449	1 781
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	(418)	4 575
Impôt sur les bénéfices	(485)	2 204
Total des produits	253 014	212 039
Total des charges	214 963	181 213
BÉNÉFICE OU PERTE	38 051	30 826

3 Tableau de financement

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2010
Résultat net	30 826	38 051
Dotation/Reprise amortissement, dépréciations, provisions	19 811	(20 375)
Résultat cession actif	(3 250)	525
<i>Cash Flow</i>	47 387	18 201
BFR	(8 889)	47 883
<i>Cash flow libre avant investissement</i>	38 498	66 084
Investissements corporels et incorporels	(3 893)	(3 912)
Acquisition (nette) titres de participations	(177 469)	(192 326)
Augmentation nette créances financières rattachées aux participations	65 516	(375 317)
Augmentation comptes courants Groupe	(907 302)	343 733
<i>Cash flow libre après investissement</i>	(984 650)	(161 738)
Dividendes	(20 900)	(29 361)
Augmentation de capital	-	-
Incidences effets de change	(18 668)	44 533
Divers	(852)	(2 495)
<i>Variation endettement net</i>	(1 025 070)	(149 061)
ENDETTEMENT NET	(1 262 370)	(1 411 431)

4 Faits caractéristiques de l'exercice

4.1 TITRES DE PARTICIPATIONS

En 2010, EDF Energies Nouvelles SA a participé aux opérations suivantes :

- ▶ recapitalisation de la société EDF EN France (développement et vente d'actifs) par incorporation partielle du compte courant (99 millions d'euros) ;
- ▶ recapitalisation de la société EDF EN Services (ex Scite Péristyle – maintenance) par incorporation partielle du compte courant (13 millions d'euros) ;
- ▶ augmentation de capital dans la société C-Power (éolien off-shore) par apport en numéraire (20,4 millions d'euros) ;
- ▶ recapitalisation de la société Inversiones Eolicas (holding mexicaine détenant les participations dans le projet La Ventosa) par incorporation partielle du compte courant (150 millions de pesos mexicains) ;
- ▶ recapitalisation de la société EDF EN UK (ex Westbury windfarms Ltd – holding anglaise détenant des participations dans divers projets éoliens) par incorporation partielle du compte courant (30 millions de livres Sterling).

4.2 PARTICIPATION DANS EDF ENERGIES NOUVELLES RÉPARTIES

L'activité d'installations de systèmes photovoltaïques, axe central de la croissance d'EDF Energies Nouvelles Réparties portée principalement par EDF ENR Solaire, a réalisé une très belle année 2010. EDF ENR Solaire a ainsi enregistré une progression importante des installations chez les particuliers et auprès des professionnels.

De même, les résultats de la société Tenesol – détenue à 50 % par EDF Energies Nouvelles Réparties et à 50 % par le groupe Total – ont bien résisté.

Au total, les résultats de l'ensemble des activités solaires sont en progression par rapport à l'année précédente.

En revanche, les activités de pompes à chaleur et d'appareils de bois énergie, portées par les sociétés Ribo et Supra et qui ne constituent pas un axe de développement pour EDF Energies Nouvelles, ont connu une année difficile. Ces deux sociétés ont souffert d'une part de la crise économique, qui a eu un impact encore plus direct sur l'investissement que sur la consommation des ménages, et d'autre part de la réduction du crédit d'impôt pour l'un, et de sa suppression pour l'autre. Pour Supra, ces deux facteurs sont venus

s'ajouter à la remontée du prix des matières premières et à une demande s'orientant soit vers les produits d'entrée de gamme où la concurrence est très forte et les marges très faibles, soit vers des produits plus haut de gamme pour lesquels les moyens de production de Supra sont mal adaptés. Supra et Ribo ont ainsi enregistré des pertes au cours de l'année.

Dans ce contexte, EDF Energies Nouvelles Réparties SA a décidé d'adopter une attitude prudente et de passer un ensemble de provisions et de dépréciations qui concernent à la fois les activités de bois énergie et de pompes à chaleur, ainsi qu'un certain nombre de participations minoritaires détenues par EDF Energies Nouvelles Réparties. Elles ont eu pour conséquence de dégrader sa situation nette et par conséquent sa valeur de participation dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles SA.

Cela s'est traduit dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles SA par la comptabilisation d'une provision pour dépréciation des titres d'EDF Energies Nouvelles Réparties (EDF ENR) pour 19,6 millions d'euros (cf. note 6.1 E).

4.3 LIGNES DE CRÉDIT

Au 31 décembre 2010, EDF Energies Nouvelles SA a réalisé des tirages sur ses lignes de crédit *corporate* pour un montant de 1 548 millions d'euros afin de financer le besoin en fonds de roulement, et les prêts relais de pré-construction et construction pour les actifs de production détenus en propres jusqu'à la mise en place des financements de projet.

4.4 PLAN D'ACTIONS GRATUITES

Un plan d'actions gratuites a été mis en place le 10 novembre 2010. Ce plan prévoit d'attribuer 99 527 actions.

4.5 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Il n'y a pas eu d'événements significatifs depuis la clôture des comptes le 31 décembre 2010.

5 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels sont établis conformément aux règles comptables françaises suivant les prescriptions du règlement 99-03 du Comité de la réglementation comptable relatif au PCG.

Les éléments inscrits en comptabilité sont évalués selon la méthode du coût historique.

Les principales méthodes utilisées sont décrites ci-dessous :

5.1 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Les immobilisations incorporelles, inscrites à leur coût d'acquisition sont essentiellement constituées de logiciels et de brevets. Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée d'utilisation prévue :

- brevets 5 ans
- logiciels 1, 3 et 5 ans
- autres droits 10 ans

5.2 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Les immobilisations corporelles sont évaluées à leur coût d'acquisition (prix d'achat et frais accessoires).

Les règlements CRC 2002-10 relatif à l'amortissement et à la dépréciation des actifs et CRC 2004-06 relatif à la définition, comptabilisation et évaluation des actifs n'ont eu aucun impact sur les comptes du 31 décembre 2010.

Les amortissements pour dépréciation sont calculés suivant le mode linéaire en fonction de la durée d'utilisation prévue :

- matériel informatique 3 ou 5 ans
- matériel de bureau et mobilier 5 ou 10 ans

5.3 IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES

Titres de participation

La valeur brute est constituée par le coût d'achat augmenté des frais d'acquisition sur titres.

La valeur d'inventaire des titres de participation repose sur une approche multicritères prenant en compte l'actif net consolidé des sociétés ainsi que leurs perspectives de développement.

Lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur brute, une provision pour dépréciation est constituée du montant de la différence. Lorsque cette différence excède la valeur des titres, une provision pour dépréciation des prêts et des comptes courants est alors constituée.

Une provision pour risque est éventuellement constituée lorsque la quote-part de situation nette négative de la filiale excède les avances ou créances accordées par EDF Energies Nouvelles.

Les frais d'acquisition sur titres sont amortis par le biais d'un amortissement dérogatoire sur une durée de 5 ans.

Autres immobilisations financières (principalement composées des actions propres liées au contrat de liquidité)

Les actions propres sont valorisées au cours du jour. En fin d'exercice, une provision est constituée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur d'acquisition.

5.4 STOCKS

Les encours de production de services correspondent à des dépenses engagées par la Société dans le cadre de son développement à l'étranger. Les provisions sont constituées en cas de non-réalisation probable des projets.

5.5 FRAIS DE RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les frais de recherche et développement sont enregistrés en autres achats et charges externes de l'exercice au cours duquel ils sont supportés.

5.6 CRÉANCES ET DETTES D'EXPLOITATION, TRÉSORERIE ET PROVISIONS AFFÉRENTES

Les créances et dettes sont valorisées à leur valeur nominale.

Une provision sur créance est constituée, si besoin, pour faire face au risque de non-recouvrement.

Les valeurs mobilières sont inscrites à l'actif pour leur coût d'acquisition. Les moins-values latentes sont intégralement provisionnées sans compensation avec les gains éventuels.

Les actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites sont valorisées au coût d'acquisition. Depuis l'application de l'Avis 2008-17 du CNC ces actions ne doivent plus être provisionnées. Désormais, la charge liée à l'acquisition de ces actions est étalée sur la période d'acquisition des droits.

5.7 OPÉRATIONS LIBELLÉES EN DEVICES

Les créances et dettes libellées en devises sont comptabilisées aux cours du mois de l'opération. A la clôture, elles sont converties au cours de clôture, les gains et pertes non réalisés résultat de cette conversion étant portés en écart de conversion.

Les écarts de change constatés en fin d'exercice sur les disponibilités en devises sont enregistrés dans le compte de résultat.

5.8 INSTRUMENTS DÉRIVÉS ET COMPTABILITÉ DE COUVERTURE

Dans le cadre de sa gestion du risque de taux et de change, EDF EN SA est amené à souscrire des instruments dérivés. Depuis le 1^{er} janvier 2010, EDF EN SA applique un traitement comptable de couverture conformément à l'article 372-2 du PCG. Pour être qualifié de couverture, il est notamment nécessaire que les instruments dérivés aient pour effet de réduire le risque de variation de valeur affectant l'élément couvert et que les variations de valeur de l'élément couvert et l'instrument dérivé soit corrélées.

Pour les couvertures de change répondant à ces critères :

- les actifs et les passifs monétaires libellés en devises sont réévalués aux cours de clôture et donnent lieu à la constatation d'un écart de conversion actif ou passif ;
- les dérivés pour leur part sont réévalués au cours de clôture et donnent lieu à la constatation d'un écart de conversion actif ou passif ;

- l'ensemble de ces écarts de conversion actif et passif fait l'objet d'une compensation par devise. Le solde des écarts de conversion résiduel donne lieu à la comptabilisation d'une provision pour risque en contrepartie du résultat financier.

Les instruments de couverture existants ont été souscrits postérieurement à la naissance des créances et des dettes en devises. En conséquence, il existe un solde de provision lié aux écarts de conversion actif constatés antérieurement à la souscription des instruments dérivés.

Cette provision se réduira au fur et à mesure de l'extinction des créances et des dettes en devises.

Pour les instruments qualifiés de couverture du risque de taux, les gains et pertes impactent le compte de résultat de manière symétrique au mode de comptabilisation des charges et produits de l'élément couvert.

5.9 INSTRUMENTS DÉRIVÉS NON QUALIFIÉS DE COUVERTURE

Certains instruments financiers souscrits par la holding ne répondent pas aux critères d'éligibilité à la comptabilité de couverture car EDF EN SA ne porte pas l'élément couvert sous-jacent (ex : instruments dérivés sur taux pour couvrir une partie des dettes portées par ses filiales, instruments dérivés de change pour couvrir des contrats d'achat en devises signés par ses filiales).

Les instruments contractés étant négociés sur un marché de gré à gré, une provision est constatée pour les pertes latentes. Les gains latents ne sont pas pris en compte.

5.10 INTÉGRATION FISCALE

EDF Energies Nouvelles est tête du groupe d'intégration fiscale. La convention d'intégration fiscale prévoit que les sociétés du Groupe comptabilisent leur impôt comme si elles étaient imposées séparément.

Par ailleurs, la convention d'intégration fiscale, amendée en 2005, prévoit que la tête de Groupe conserve en compte d'attente les profits provenant des économies d'impôt réalisées dans le cadre de l'intégration fiscale et les réalloue aux filiales intégrées déficitaires lorsqu'elles redeviennent bénéficiaires.

Les économies réalisées par le Groupe en application de dispositifs favorables et spécifiques à l'intégration fiscale, tels que l'élimination des quotes-parts pour frais et charges sur dividendes au niveau de la société mère, génèrent des économies d'impôt qui sont conservées par EDF Energies Nouvelles SA. Lorsque ces économies sont définitivement acquises par le Groupe, elles sont constatées dans le compte de résultat d'EDF Energies Nouvelles SA.

Au 31 décembre 2010, l'intégration fiscale d'EDF Energies Nouvelles comprend 64 sociétés.

5.11 UTILISATION D'ESTIMATIONS

L'établissement des comptes sociaux conformément aux principes comptables généralement admis en France, nécessite la prise en compte, par la Direction de la société, d'estimations et d'hypothèses qui ont une incidence sur les montants d'actif et de passif et sur les charges et produits de compte de résultat, tels

que les dépréciations de titres et créances rattachées ainsi que les engagements mentionnés en annexe.

Ces estimations sont établies en fonction des informations disponibles lors de leur établissement.

5.12 INDEMNITÉ DÉPART EN RETRAITE

A leur départ en retraite, les employés de la Société perçoivent une indemnité conformément à la loi et aux dispositions de la convention collective. La politique de la société est de ne pas constituer de provision au titre des droits acquis par le personnel mais de prendre la charge correspondante dans l'exercice de paiement effectif de la dette.

Le calcul de l'engagement est déterminé par un actuaire suivant un calcul actuariel qui suppose le recours à des hypothèses sur les variables démographiques (mortalité (table INSEE 2006-2008), rotation du personnel) et financières (augmentations futures des salaires, taux actualisation).

Cet engagement de retraite a été estimé pour l'exercice à 582 296 euros.

5.13 DROIT INDIVIDUEL À LA FORMATION

Le nombre d'heures de formation acquis par les salariés au 31 décembre 2010 et n'ayant pas donné lieu à demande s'élève à 6 145.

6 Notes sur le Bilan Actif

6.1 ACTIF IMMOBILISÉ

Immobilisations incorporelles

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	Augmentation	Diminution	31/12/2010
Concessions, brevets, droits similaires, autres	5 068	25	-	5 093
VALEURS BRUTES	5 068	25	-	5 093
Amortissements, concessions, brevets, droits similaires, autres	(1 690)	(716)	-	(2 406)
VALEURS NETTES	3 378	(691)	-	2 687

Les immobilisations incorporelles se composent principalement du logiciel de consolidation Magnitude pour 1 007 milliers d'euros immobilisés en 2006 et amorti sur 5 ans et d'un droit de prise de participations sur des futurs projets développés en Italie et Pologne

dans le cadre du partenariat conclu en 2009 avec Greentech Energy Systems pour 3 000 milliers d'euros. Ces droits sont amortis sur 10 ans (cf. note 5.1).

Immobilisations corporelles

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	Augmentation	Diminution	31/12/2010
Terrains	205	-	-	205
Autres immobilisations	2 368	2 425	-	4 793
IMMOBILISATIONS CORPORELLES BRUTES	2 573	2 425	-	4 998
Amortissements, autres immobilisations	(1 421)	(681)	-	(2 102)
VALEURS NETTES	1 152	1 745	-	2 897

La valeur nette comptable de ces immobilisations comprend deux terrains pour 205 milliers d'euros, des agencements et installations pour 1 060 milliers d'euros et du matériel informatique et mobilier de bureau

pour 685 milliers d'euros. Les acquisitions de l'exercice concernent principalement des agencements pour 1 352 milliers d'euros et du matériel informatique pour 673 milliers d'euros.

Immobilisations en cours

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	Augmentation	Diminution	31/12/2010
Immobilisations en cours	78	1 539	78	1 539

Les immobilisations en cours concernent pour 1 178 milliers d'euros les charges encourues liées au développement d'un nouveau système d'information sur la zone France (ERP) dont la mise en service est prévue en 2011.

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Notes sur le Bilan Actif

Immobilisations financières

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	Augmentation	Diminution	Reclassement	31/12/2010
Titres de participation (A)	536 266	180 163	(764)	(55)	715 610
Créances rattachées à des participations (B)	129 833	74 577	(31 562)	331 027	503 875
Autres titres immobilisés (C)	2 822	36 047	(35 598)	55	3 326
Prêts	127	10	-	-	137
Autres immobilisations financières (D)	4 217	35 101	(36 049)	-	3 269
IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES BRUTES	673 265	325 898	(103 973)	331 027	1 226 217
Provisions sur titres de participation (E)	(11 892)	(19 656)	2 055	-	(29 494)
Provisions sur autres titres immobilisés	(30)	-	-	-	(30)
Provisions sur prêts	(118)	(19)	-	-	(137)
TOTAL PROVISIONS	(12 040)	(19 675)	2 055	-	(29 661)
IMMOBILISATIONS FINANCIÈRES NETTES	661 225	306 223	(101 918)	331 027	1 196 557

(A) Montant des participations des principales filiales (en milliers d'euros) :

	<i>(en milliers d'euros)</i>	%
enXco Inc.	208 157	29 %
EDF Energies Nouvelles Réparties	201 299	28 %
EDF EN France	100 524	14 %
EDF EN UK	46 065	6 %
Alcogroup	27 388	4 %
C-Power	26 984	4 %
EEN EGE	20 200	3 %
EDF EN SERVICE (EX Scite)	14 399	2 %
EDF EN Italie	13 307	2 %
EEN Hellas	13 093	2 %
Inversiones Eolicas	12 089	2 %
SIIFELEC	7 252	1 %
enXco A/S	5 600	1 %
EDF EN Grèce	5 158	1 %
EDF EN Outre Mer	3 742	1 %
Verdesis	2 729	0 %
REETEC	2 373	0 %
Renewable Energy Holding	2 081	0 %
Autres	3 171	0 %
TOTAL	715 610	100 %

Le tableau des filiales et des participations est présenté à la fin de l'annexe (cf. note 10).

Les acquisitions ou augmentations de titres (180 163 milliers d'euros) correspondent à :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Montant	Pays
EDF EN France	99 000	France ⁽¹⁾
EDF EN Services	12 994	France ⁽²⁾
C-Power	20 360	Belgique
Inversiones Eolicas	9 656	Mexique ⁽²⁾
EDF EN UK	35 084	Angleterre ⁽²⁾
REETEC	1 593	Allemagne ⁽³⁾
EDF EN Hellas	1 276	Grèce
Divers autres	201	-
TOTAL	180 163	-

⁽¹⁾ Dans le cadre de l'évolution du Groupe en France, la société EDF EN France qui porte les principaux actifs français est amenée à répondre à des appels d'offres. A ce titre, il a été décidé de recapitaliser la Société par incorporation partielle du compte courant.

⁽²⁾ Participation à une augmentation de capital par incorporation de compte courant.

⁽³⁾ Rachat de titres (28 % à 72 % au 31/12).

Les diminutions (764 milliers d'euros) correspondent principalement à la dissolution de la société SIIF Ghana.

(B) Les créances rattachées comprennent essentiellement des prêts auprès de filiales du Groupe

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2010	Variation
EEN Hellas	113 682	167 106	53 424 ⁽¹⁾
enXco Inc.	-	299 356	299 356 ⁽²⁾
SIIF Iberica	11 605	11 605	-
C-Power	1 645	20 155	18 510 ⁽¹⁾
REETEC	1 699	1 745	46
EDF EN Portugal	507	3 907	3 400 ⁽²⁾
TOTAL	129 138	503 875	374 737

⁽¹⁾ Nouveaux prêts.

⁽²⁾ Reclassement de « compte courant » à « créances rattachées sur des participations (enXco Inc. et EDF EN Portugal) ».

(C) Les autres titres immobilisés

Ils sont principalement composés des actions propres détenues sur le contrat de liquidité (cf. note 7.7).

(D) Autres immobilisations financières

Les autres immobilisations financières s'élèvent à 3 269 milliers d'euros dont 3 085 milliers d'euros correspondent aux liquidités au titre du contrat de liquidité.

(E) Les provisions sur titres de participation (29 494 milliers d'euros) concernent essentiellement les sociétés suivantes :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Montant	Pays
EDF EN Outre Mer	3 742	France
enXco AS	3 128	Danemark
Renewable Energy Holding	1 541	Île de Man
EDF ENR	19 656	France ⁽¹⁾
SIIF Iberica	1 350	Espagne
Divers autres	77	-
TOTAL	29 494	-

⁽¹⁾ Cf. note 4.2.

6.2 VENTILATION DES CRÉANCES ET COMPTES RATTACHÉS PAR ÉCHÉANCE

(en milliers d'euros)	31/12/2010	< 1 an	> 1 an
AVANCES ET ACOMPTES ⁽¹⁾	24 875	560	24 315
Clients et comptes rattachés ⁽²⁾	13 244	13 244	-
Personnel et comptes rattachés	61	61	-
Taxe sur la valeur ajoutée	4 509	4 509	-
État – autres créances	1 077	1 077	-
Groupes et Associés ⁽³⁾	1 594 643	1 594 643	-
Débiteurs divers ⁽⁴⁾	3 842	559	3 283
TOTAL DES CRÉANCES ET COMPTES RATTACHÉS BRUT	1 617 375	1 614 092	3 283
Provision sur comptes clients	-	-	-
Provision sur Groupe et Associés	(24 515)	(24 515)	-
Provision sur Débiteurs divers	-	-	-
TOTAL DES PROVISIONS	(24 515)	(24 515)	-
TOTAL DES CRÉANCES ET COMPTES RATTACHÉS NET	1 592 860	1 589 577	3 283

(1) Les avances versées correspondent principalement à des avances sur réservation de turbines (24 315 milliers d'euros).

(2) Le total des clients s'élève à 13 244 milliers d'euros, dont 12 415 milliers d'euros correspondent à des créances sur des sociétés du Groupe.

(3) EDF Energies Nouvelles SA consent des avances aux filiales du Groupe aux fins de financer leur besoin en fonds de roulement, payer les acomptes aux fabricants de turbines et financer la période de construction des fermes dans l'attente de la mise en place de financements de projet.

(4) Les débiteurs divers comprennent notamment les créances sur cession d'immobilisations (3 283 milliers d'euros).

6.3 TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS TRÉSORERIE

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Contrat à terme	-	-
SICAV	166 965	130 372
Actions propres ⁽¹⁾	4 340	2 853
TOTAL VALEURS MOBILIÈRES DE PLACEMENT	171 304	133 225
Provisions constituées	-	-
Instruments dérivés ⁽²⁾	-	6 680
Disponibilités hors instruments dérivés	39 041	59 911
TRÉSORERIE ACTIVE NETTE	210 345	199 816

(1) Voir note 7.8 b.

(2) Il s'agit principalement des intérêts courus non échus sur SWAP pour 4 463 milliers d'euros et des justes valeurs positives des instruments dérivés de change pour 1 675 milliers d'euros comptabilisées en bilan depuis le 1^{er} janvier 2010 (cf. note 5.8).

6.4 ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Écarts de conversion actif	65 433	66 717

L'écart de conversion actif est constitué par les écarts de change sur les créances et dettes libellées en dollars américain, livres sterling et pesos mexicains pour 51 489 milliers d'euros et pour 15 227 milliers d'euros sur les justes valeurs négatives des instruments dérivés de change. Du fait de l'application de la comptabilité de couverture, la partie non couverte a fait l'objet d'une provision pour perte de change (cf. note 5.8).

7 Notes sur le Bilan Passif

7.1 VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

Le capital social est composé de 77 568 416 actions de 1,6 euro nominal. Par ailleurs, EDF Energies Nouvelles détient 194 085 actions en propre au 31 décembre 2010 pour un montant total de 6 091 milliers d'euros.

La variation des capitaux propres s'analyse comme suit :

<i>(en milliers d'euros)</i>	Valeur au 31/12/2009	Affectation du résultat	Distribution de dividendes	Augmentation de capital	Résultat de l'exercice	Dotations	Valeur au 31/12/2010
Capital non appelé		-	-	-	-	-	-
Capital souscrit appelé versé	124 109	-	-	-	-	-	124 109
Prime d'émission	1 009 064	-	-	-	-	-	1 009 064
Primes liées au capital	764	-	-	-	-	-	764
Prime de fusion	1 651	-	-	-	-	-	1 651
Réserve légale	8 381	1 541	-	-	-	-	9 922
Autres réserves	524	107	-	-	-	-	631
Report à nouveau ⁽¹⁾	50 379	(299)	115	-	-	-	50 195
Résultat de l'exercice	30 825	(30 825)	-	-	38 051	-	38 051
Dividendes à payer	-	29 476	(29 476)	-	-	-	-
Provisions réglementées	702	-	-	-	-	311	1 013
TOTAL	1 226 401	-	(29 361)	-	38 051	311	1 235 400

(1) Le montant de 115 milliers d'euros comptabilisé en report à nouveau correspond à l'annulation des dividendes sur actions détenues en propres.

Le montant des dividendes distribués s'est élevé en 2010 à 29 361 milliers d'euros soit 0,38 euro par action.

7.2 PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES

<i>(en milliers d'euros)</i>	Solde à l'ouverture	Dotations de l'exercice	Reprises de l'exercice (provisions utilisées)	Reprises de l'exercice (provisions non utilisées)	Solde à la clôture
Provision pour risques et charges	39	128	-	-	167
Provision sur instrument financier ⁽¹⁾	-	1 693	-	-	1 693
Provision pour perte de change ⁽²⁾	65 433	24 809	65 433	-	24 809
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	65 472	26 630	65 433	-	26 669

(1) La provision sur les moins-values latentes constatées sur les instruments financiers non éligibles à la comptabilité de couverture (cf. note 5.9) s'élève à 1 693 milliers d'euros.

(2) Les provisions constituées pour faire face aux pertes de change latentes nettes des couvertures sur les créances et dettes libellées en devises s'élèvent à 24 809 milliers d'euros.

La variation de provision de 40 623 milliers d'euros constatée en 2010 se décompose comme suit :

- 23 406 milliers d'euros de reprises nettes résultant de l'application de la comptabilité de couverture en 2010 ;

- 17 217 milliers d'euros de reprises nettes liées aux couvertures sur l'exercice 2010 compensées en partie par des opérations en devises dénouées sur l'exercice.

Le solde de 24 809 milliers d'euros correspond aux écarts de conversion actif constatés antérieurement à la souscription des instruments de couverture. Ce montant se réduira au fur et à mesure de l'extinction (cf. note 5.8).

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Notes sur le Bilan Passif

7.3 VENTILATION DES DETTES FINANCIÈRES PAR ÉCHÉANCE

(en milliers d'euros)	Montant Brut	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit ⁽¹⁾	1 564 001	144 001	920 000	500 000
Instruments dérivés ⁽²⁾	15 227	15 227	-	-
Emprunts et dettes financières diverses ⁽³⁾	29 385	29 300	85	-
Autres emprunts ⁽⁴⁾	2 634	-	-	2 634
TOTAL DES DETTES FINANCIÈRES	1 611 247	188 528	920 085	502 634

(1) Les emprunts et dettes financières auprès des établissements de crédit sont, pour l'essentiel, utilisés pour financer les projets, dans l'attente de financements à long terme. Une ligne d'emprunt de 108 000 milliers d'euros fait l'objet d'une sûreté réelle.

(2) Depuis le 1^{er} janvier 2010, les instruments dérivés de change sont comptabilisés au bilan pour leur juste valeur en disponibilité si leur valeur est positive et en emprunt court terme si leur valeur est négative (cf. note 5.8).

(3) Les emprunts et dettes financières diverses inférieurs à un an (29 300 milliers d'euros) correspondent aux dettes d'EDF Energies Nouvelles envers ses filiales dont notamment :

- SIFILEC AS 18 625 milliers d'euros
- enXco AS 1 631 milliers d'euros
- Divers sociétés France 9 044 milliers d'euros

(4) Les autres emprunts concernent un emprunt pour une centrale hydroélectrique.

7.4 DETTES NON FINANCIÈRES

(en milliers d'euros)	31/12/2010	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
Fournisseurs et comptes rattachés	6 555	6 555	-	-
Personnel et comptes rattachés	1 954	1 954	-	-
Sécurité sociale et organismes sociaux	1 572	1 572	-	-
Taxe sur la valeur ajoutée	1 288	1 288	-	-
Autres impôts et taxes	51	51	-	-
Dettes sur immobilisations ⁽¹⁾	107 220	1 593	105 627	-
Autres dettes ⁽²⁾	46 804	46 804	-	-
TOTAL DETTES NON FINANCIÈRES	165 443	59 816	105 627	-

(1) La dette sur immobilisations à échéance supérieure à un an correspond principalement au montant des titres non libérés de la société EDF Energies Nouvelles Réparties.

(2) Il s'agit principalement des dettes sur filiales liées à l'intégration fiscale (44 352 milliers d'euros) : dans le cadre de l'intégration fiscale, les filiales bénéficiaires génèrent une charge d'impôt payée à la société mère mais compensée par le déficit des autres filiales. Cette charge d'impôt constitue une dette de la société mère vis-à-vis de ses filiales.

7.5 PRODUITS CONSTATÉS D'AVANCE

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Produit constaté d'avance	5 495	3 367

Ils se décomposent comme suit :

- participation reçue d'un tiers au titre du développement d'un projet mexicain 1 184 milliers d'euros ;
- franchise loyer 2 100 milliers d'euros ;
- loyers facturés d'avance pour un montant de 82 milliers d'euros.

7.6 ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2009	31/12/2010
Écarts de conversion passif	1 677	47 494

L'écart de conversion passif est constitué par les écarts de change sur les créances et dettes libellées en devises pour 45 818 milliers d'euros et pour 1 675 milliers d'euros des justes valeurs positives sur les instruments dérivés de change.

7.7 ACTIONS PROPRES

Le nombre total d'actions propres détenues par EDF EN au 31 décembre 2010 s'élève à 194 035 et se compose des actions propres sur contrat de liquidité (115 564) et des actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites (78 471).

A) Actions propres liées au contrat de liquidité

	Nombre actions
Actions propres au 01/01/2010	84 655
Actions propres achetées	1 117 710
Actions propres vendues	(1 086 801)
TOTAL 31/12/2010	115 564

Au 31 décembre 2010, EDF Energies Nouvelles détient 115 564 actions dans le cadre du contrat de liquidité pour un montant de 3 238 milliers d'euros.

B) Actions propres liées à la couverture de plans d'actions gratuites

	Nombre actions
Nombres actions propres au 01/01/2010	135 634
Nombre d'actions propres attribuées	(57 163)
Actions propres achetées	-
TOTAL 31/12/2010	78 471

Au 31 décembre 2010, EDF Energies Nouvelles détient 78 471 actions propres liées à la couverture des plans d'attribution d'actions gratuites pour un montant de 2 853 milliers d'euros.

8 Notes sur le compte de résultat

8.1 RÉSULTAT

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Chiffre d'affaires	31 910	30 871
Résultat exploitation	(4 883)	(9 005)
Résultat financier	28 880	47 921
Résultat courant avant impôt	24 047	38 954
Résultat exceptionnel	4 575	(418)
Impôt société	2 204	(485)
Participation des salariés	-	-
RÉSULTAT NET	30 826	38 051

8.2 CHIFFRE D'AFFAIRES

(en milliers d'euros)	31/12/2009		31/12/2010	
Honoraires gestion ⁽¹⁾	11 758	37 %	13 478	44 %
Refacturation personnel et charges diverses ⁽²⁾	8 369	26 %	11 115	36 %
Facturation garanties données	7 196	23 %	5 758	19 %
Refacturation loyer à EDF	1 598	5 %	69	0 %
Refacturation prestations diverses ⁽³⁾	2 989	9 %	451	1 %
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	31 910	100 %	30 871	100 %
Dont Groupe	29 363	-	30 431	-

(1) Il s'agit principalement de la refacturation des management fees en hausse par rapport à 2009 du fait de l'évolution de la structure de frais chez EDF Energies Nouvelles SA.

(2) Refacturation intra-groupe de divers honoraires (audit, charges d'études recherche et développement, commissions).

(3) En 2009, refacturation de prestations de développement facturés à la centrale Espagnole de Lucena (Biomasse – Cogénération).

8.3 RÉSULTAT EXPLOITATION

L'évolution du résultat d'exploitation provient notamment de l'élargissement du périmètre d'activité de la Société, de l'absence de reprise de provisions ainsi que de la réduction des garanties données.

Le détail des charges d'exploitation est le suivant :

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Achats ⁽¹⁾	2 180	3 484
Prestations de services ⁽²⁾	8 702	11 563
Honoraires et commissions ⁽³⁾	6 248	4 396
Frais de déplacement et mission	1 010	1 054
Autres achats et charges externes	18 140	20 497
Impôts et taxes	1 097	1 276
Frais de personnel	12 223	16 841
Amortissements et Provisions	870	1 562
Divers	124	173
CHARGES D'EXPLOITATION	32 454	40 349

(1) Dont 3 127 milliers d'euros de frais d'étude et de recherche et développement (en augmentation de 1 284 milliers d'euros par rapport à 2009).

(2) Dont 3 872 milliers d'euros de loyers et charges locatives, 3 255 milliers d'euros de commissions bancaires et 545 milliers d'euros de maintenance informatique.

(3) Dont 1 713 milliers d'euros d'honoraires commissaires aux comptes et 1 664 milliers d'euros d'honoraires d'avocat et conseils.

8.4 RÉSULTAT FINANCIER

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Produits nets sur prêts et comptes courants ⁽¹⁾	49 341	60 943
Produits des placements	3 629	2 249
Coût de l'endettement ⁽²⁾	(22 889)	(35 092)
Charges financières nettes des produits de placement	30 081	28 100
Dividendes reçus ⁽³⁾	31 030	24 807
Résultat de change net ⁽⁴⁾	(30 717)	13 534
Dotation provision sur instrument financier ⁽⁴⁾	-	(1 693)
Dotations aux provisions liées aux participations ⁽⁵⁾	(6 294)	(27 753)
Reprises de provisions liées aux participations ⁽⁵⁾	5 995	10 985
Autres charges et produits financiers	(1 215)	(59)
RÉSULTAT FINANCIER	28 880	47 921

(1) L'évolution des produits nets sur prêts et comptes courants Groupe concerne essentiellement les filiales italiennes (+ 5 292 milliers d'euros), mexicaines (+ 3 200 milliers d'euros) et américaines (+ 2 909 milliers d'euros).

(2) Le coût de l'endettement comprend les charges d'emprunt (34 742 milliers d'euros) et les intérêts bancaires sur découverts (350 milliers d'euros).

(3) Les dividendes reçus correspondent principalement aux dividendes versés par enXco Inc. (13 026 milliers d'euros), EDF EN Développement (5 670 milliers d'euros) et SIFEELEC (5 320 milliers d'euros).

(4) Le résultat de change net de 13 534 € se décompose principalement en résultat de change réalisé de - 25 817 milliers d'euros généré par les opérations en devises dénouées sur l'exercice et en reprise nette aux provisions pour perte de change pour 40 623 milliers d'euros (cf. note 7.2).

(5) Les principales dotations nettes liées aux participations et créances rattachées sont les suivantes :

Provision sur titres d'EDF Energies Nouvelles Réparties (cf. note 4.2) 19 656 milliers d'euros

Provision sur compte courant d'EDF EN Outre Mer 3 748 milliers d'euros

Les principales reprises de provisions nettes liées aux participations concernent notamment :

Provision sur titres et compte courant d'EDF EN Services 6 532 milliers d'euros

Provision sur titres de Renewable Energy Holding (ajustement lié au cours de change et de Bourse au 31 décembre 2010) 981 milliers d'euros

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Notes sur le compte de résultat

Le tableau ci-dessous présente les variations de taux de change entre 2009 et 2010 :

Taux de clôture	31/12/2009	31/12/2010	Variation en %
EUR/USD	1,4406	1,3362	- 7,25 %
EUR/GBP	0,8881	0,8608	- 3,07 %
EUR/MXN	18,9223	16,5475	- 12,55 %

8.5 RÉSULTAT EXCEPTIONNEL

(en milliers d'euros)	31/12/2009	31/12/2010
Produits exceptionnels sur opération de gestion	1	653
Boni de rachat des actions propres	2 389	909
Autres produits exceptionnels sur opération en capital	3 966	1 469
Reprise sur provisions risques et charges exceptionnelles	0	0
TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS	6 356	3 031
Charges exceptionnelles sur opération de gestion	88	969
Mali de rachat des actions propres	667	1 405
Autres charges exceptionnelles sur opération en capital	715	764
Dotation amortissement dérogatoire	311	311
TOTAL DES CHARGES EXCEPTIONNELLES	1 781	3 449
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	4 575	(418)

Le résultat exceptionnel qui constitue une charge de 418 milliers d'euros s'explique principalement par :

- des indemnités de résiliation et de réfection de locaux représentant une charge nette de 740 milliers d'euros ;
- d'un boni de liquidation de la société SIF Ghana de 525 milliers d'euros ;

➤ d'un mali de 496 milliers d'euros réalisé sur le rachat d'actions propres lié au contrat de liquidité.

En 2009, le résultat exceptionnel provient essentiellement de la cession de 2,5 % de C-Power.

8.6 IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS

La charge d'impôt s'élève à 485 milliers d'euros et s'analyse comme suit :

- impôt sur les sociétés (1 723) milliers d'euros
- crédit d'impôt recherché/
Retenues à la source 994 milliers d'euros
- gain définitif d'intégration fiscale 244 milliers d'euros

Le gain définitif d'intégration fiscale correspond aux économies d'impôt réalisées par la société mère du Groupe d'intégration fiscale (EEN SA) en application de dispositifs législatifs plus favorables réservés au seul calcul du résultat fiscal d'ensemble du Groupe.

Analyse du résultat fiscal

<i>(en milliers d'euros)</i>	Montant Brut
Résultat avant impôt ⁽¹⁾	38 780
Réintégration des moins-values de cession de titres	14
Réintégration des écarts de conversion	44 534
Déduction des provisions et charges non déductibles	(21 961)
Déduction des dividendes reçus	(24 079)
Écart OPCVM	(7)
Autres	27
Déduction gain définitif d'intégration fiscale	(244)
Résultat fiscal avant imputation	37 064
Déficits antérieurs imputés	(31 985)
Résultat fiscal	5 079

(1) Résultat avant impôt y compris gain définitif d'intégration fiscale.

Le Résultat Fiscal 2010 de la société EDF Energies Nouvelles SA ressort à 5 079 milliers d'euros. L'impôt sur les sociétés au titre de 2010 s'élève à 729 milliers d'euros (après imputation du crédit d'impôt recherche et des retenues à la source pour 994 milliers d'euros).

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Notes sur le compte de résultat

Analyse du résultat d'intégration fiscale – Groupe France

<i>(en milliers d'euros)</i>	Montant Brut
Contribution au résultat fiscal d'EDF Energies Nouvelles SA	37 064
Contribution au résultat fiscal de SIIFELEC	2 571
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Outre Mer	(1 150)
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN France	41 575
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Services	(3 278)
Contribution au résultat fiscal de Luc sur Orbieu	1 374
Contribution au résultat fiscal de Castanet Le Haut	(7 633)
Contribution au résultat fiscal de Fiennes	(1 517)
Contribution au résultat fiscal de Villesèque	7 409
Contribution au résultat fiscal d'EDF EN Développement	27 722
Contribution au résultat fiscal de Solaire Participation	6 533
Contribution au résultat fiscal de Salles-Curan	5 192
Contribution au résultat fiscal de Puech-Nègre	6 305
Contribution au résultat fiscal des Barthes	(9 159)
Contribution au résultat fiscal de Chemin d'Ablis	6 043
Contribution au résultat fiscal de Narbonne	1 272
Contribution au résultat fiscal de Neuvy et Villars	(13 860)
Contribution au résultat fiscal de Noréole	(862)
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque de la Fito	1 249
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque SFP EDF Sainte-Tulle	1 629
Contribution au résultat fiscal de Centrales Photovoltaïque du Gabardan	(3 934)
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque de Puyloubier	(1 747)
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque du Gabardan 1	(19 607)
Contribution au résultat fiscal de Centrale Photovoltaïque du Gabardan 4	(17 140)
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien de la Petite Moure	(5 440)
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien de la Pierre	(7 631)
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien du Nipleau	(4 903)
Contribution au résultat fiscal de Parc Eolien des 3 Frères	(5 202)
Contribution des autres sociétés	(369)
Corrections d'intégration fiscale	3 769
RÉSULTAT FISCAL GROUPE – INTÉGRATION FISCALE FRANCE	46 277
Report déficitaire au 31/12/2009	(221 845)
Résultat fiscal Groupe – France 2010	46 277
REPORT DÉFICITAIRE 31/12/2010	(175 569)

Fiscalité latente

<i>(en milliers d'euros)</i>	Base	Impôt différé actif	Impôt différé passif
Taxe (contribution sociale solidarité)	15	5	-
Provisions non déductibles	38 042	13 098	-
Écarts de conversion	7 280	2 506	-
Gain latent	9	3	-
Amortissements dérogatoires	1 013	-	349
TOTAL	46 359	15 612	349

Ventilation de l'impôt

<i>(en milliers d'euros)</i>	Impôt						
	Base	Théorique	Report déficitaire à imputer	Dû	Crédit d'impôt et gain intégration	Impôt société	Résultat net
Résultat avant impôt							
Résultat courant	38 954	(12 901)	11 151	(1 723)	994	(729)	38 225
Résultat exceptionnel	(418)	139	(139)	0	244	244	(174)
TOTAL	38 536	(12 762)	11 012	(1 723)	1 238	(485)	38 051

9 Autres informations

9.1 CHARGES À PAYER ET PRODUITS À RECEVOIR

<i>(en milliers d'euros)</i>	31/12/2010
Charges à payer	18 921
Produits à recevoir	13 685

Les charges à payer sont principalement composées des intérêts courus sur dettes financières (14 678 milliers d'euros), des charges à payer sociales et fiscales (3 089 milliers d'euros) et des factures non parvenues (1 154 milliers d'euros).

Les produits à recevoir concernent essentiellement des factures à établir intra-groupe (8 320 milliers d'euros) et à des intérêts courus sur créances financières (4 707 milliers d'euros).

9.2 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS

Les rémunérations allouées aux Directeurs généraux et Directeurs généraux délégués de la société EDF Energies Nouvelles se sont élevées au cours de l'exercice 2010 à 1 514 milliers d'euros. Ces rémunérations étaient de 1 362 milliers d'euros pour l'exercice 2009. Le montant des engagements de retraites relatif aux Directeurs généraux et Directeurs généraux délégués s'élève à 37 milliers d'euros.

Les membres des organes d'administration perçoivent des jetons de présence pour un montant de 80 milliers d'euros. Le Président du Conseil d'administration a perçu une rémunération de 200 milliers d'euros au titre de l'exercice 2010.

9.3 FRAIS DE RECHERCHE ET DE DÉVELOPPEMENT

L'ensemble des frais investis en recherche et développement au cours de l'exercice 2010 s'élève à 3 127 milliers d'euros.

9.4 EFFECTIF MOYEN

Composition de l'effectif	Personnel
Cadres	93
Employés	14
TOTAL	107

9.5 INFORMATIONS DIVERSES

Éléments concernant les entreprises liées et les participations :

(en milliers d'euros)	Montants concernant les entreprises	
	Liées	Avec lesquelles la Société a un lien de participation
Postes :		
Participations	713 439	2 170
Créances rattachées à des participations	503 631	-
Créances clients & comptes rattachés	12 415	-
Comptes courants	1 585 664	8 978
Emprunts et dettes financières divers	29 292	8
Produits de participation	24 807	-
Autres produits financiers	61 071	28
Charges financières	182	-

9.6 INSTRUMENTS FINANCIERS

A) Instrument de change

Contrevaaleur (en milliers d'euros)	Juste valeur	Notionnel	Échéance
Achats à terme	454	16 176	< 1 an
Ventes à terme	(3 494)	226 575	< 1 an
Cross Currency Swap	(10 058)	289 298	entre 1 et 5 ans
TOTAL	(13 098)	242 751	-

Les *Cross Currency Swaps* (CCS) sont des instruments dérivés constitués d'une composante « Taux » et d'une composante « Change ». La juste valeur (JV) de chaque composante et le nominal ont été indiqués dans chacun des tableaux correspondants.

B) Instrument de taux

Contrevaaleur (en milliers d'euros)	Juste valeur	Notionnel total	A 1 an au plus	A plus d'un an & 5 ans au plus	A plus de 5 ans
SWAP EUR	(5 017)	345 000	105 000	240 000	-
Option – Collar EUR	(1 452)	170 000	50 000	120 000	-
Option – Cap EUR	114	90 000	-	90 000	-
CCS EUR/USD	(4 353)	289 298	-	289 298	-
SWAP à l'émission	6 252	350 000	-	-	350 000
TOTAL	(4 456)	1 244 298	155 000	739 298	350 000

9.7 INFORMATION SUR LES RISQUES DE MARCHÉ

EDF Energies Nouvelles est exposé au risque de change provenant de ses différentes expositions en devises, principalement en Dollar américain, en Pesos Mexicain et en Livre Sterling. Elle centralise toutes les opérations de couverture pour le compte de ses filiales.

La politique de la Société consiste à adosser systématiquement les créances en devises à des instruments dérivés dont les variations de juste valeur permettent de neutraliser en fin de période le risque de change dans son compte de résultat consolidé.

EDF EN est exposé au risque de taux provenant principalement des tirages sur ses lignes de crédit *corporate* indexées sur un taux variable. EDF Energies Nouvelles gère ce risque en souscrivant des instruments dérivés tels que des *swaps* et option de taux. Dans ses comptes sociaux, la comptabilité de couverture est appliquée depuis le 1^{er} janvier 2010 (cf. note 5.8).

9.8 ENGAGEMENTS HORS BILAN

(en milliers d'euros)	31/12/2010	< 1 an	1 an < x < 5 ans	> 5 ans
Location opérationnelle – Preneur	25 207	4 583	18 332	2 292
Obligations d'achats irrévocables ⁽¹⁾	824 328	2 914	821 414	-
Obligations contractuelles	849 534	7 497	839 746	2 292
Garanties ⁽²⁾	1 162 804	976 434	160 087	26 283
Autres engagements ⁽³⁾	70 974	49 340	14 420	7 213
AUTRES ENGAGEMENTS COMMERCIAUX	1 233 778	1 025 774	174 507	33 497

(1) Les obligations d'achats irrévocables comprennent les commandes de panneaux solaires et de turbines.

(2) Les garanties se décomposent principalement en garanties pour coûts éventuels (garanties d'achèvement) pour 326 614 milliers d'euros et garanties pour parties liées (garanties de paiement) pour 792 959 milliers d'euros.

(3) Les autres engagements concernent essentiellement des engagements de financements donnés.

Par ailleurs, l'engagement pris par la Société au titre du plan d'achat d'actions gratuites est de 2 940 milliers d'euros et les indemnités de départ à la retraite s'élevaient à 582 milliers d'euros (cf. paragraphe 5.12), engagements non mentionnés dans le tableau *supra*.

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Tableau des filiales et des participations

10 Tableau des filiales et des participations

Filiales et participations	Capital	Autres capitaux propres	% déte nu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
1. Filiales (plus de 50 % du capital)									
SAS SIIFELEC	4 178 295	3 251 884	100	7 252 460	0	19 837 140	5 320 095	797	France
SA SIIF ÉNERGIES OUTRE-MER	3 738 000	(5 551 183)	100	0	19 284 556	(3 393 556)	0	19 094 437	France
SNC HYDROELECT. CARBET AMONT	67 500	(74 861)	100	402	28 549	(1 188)	0	0	France
SA EDF EN France *	100 500 000	(4 413 681)	100	100 524 399	295 732 436	21 257 996	0	304 862 713	France
SA EDF EN SERVICES * ÉLECTRIQUE DE L'ATLANTIQUE	7 130 565	94 452	100	14 399 072	6 222 348	(2 780 643)	0	5 676 035	France
SNC CANAL SAINT LOUIS	7 500	(1 446 774)	100	0	1 430 000	(33 460)	0	0	France
SNC CANAL SAINT LOUIS	2 199 132	(5 920 594)	100	0	2 741 612	(60 673)	0	23 310	France
SARL TECHNIQUES RENOUVELABLES, ÉNERGIES, ENVIRONNEMENT	1 207 678	122 140	100	1 207 663	0	64 941	58 601	237 794	France
SARL ÉNERGIES RENOUVELABLES ENVIRONNEMENT	7 625	(4 382)	100	7 610	0	(677)	0	0	France
TAC MARTINIQUE/ EnXco SAS	40 000	(543 340)	100	0	480 796	(13 797)	0	0	France
EDF EN DÉVELOPPEMENT	37 000	11 551	100	37 000	103 372 007	15 099 567	5 670 250	381 181 254	France
ENR REPARTIES	400 190 200	(16 948 264)	50	181 642 794	5 300 000	(52 942 527)	0	63 631 083	France
EDF EN CANADA	1 000 CAD	35 863 176 CAD	100	1 000 CAD	70 322 323 €	1 433 813 CAD	0 CAD	4 642 312 CAD	Canada
EnXco CORPORATION CANADA	1 000 CAD	(2 213 422) CAD	0	0	0	(1 995 100) CAD	0 CAD	2 710 991 CAD	Canada
EEN EGE	20 200 000	NC	100	20 200 000	0	NC	0	NC	Turquie
EDF EN GRÈCE	1 100 000	3 032 100	100	5 158 000	58 061 749	(1 799 393)	0	8 000	Grèce
EDF EN SA & CO ARGOLIDA 1LLP	5 000	3 776	95	4 750	0	0	0	0	Grèce
EEN HELLAS *	17 457 000	2 330 540	75	13 092 750	169 637 403	369 358	0	1 253 154	Grèce
AEOLIKI GRAVAS Ltd	18 000	18 000	96	17 280	0	0	0	0	Grèce
AEOLIKI ALEPORAXHS LTD	18 000	18 000	96	17 280	0	0	0	0	Grèce
EDF EN ERGOTECH EPE	18 456	18 000	96	17 718	0	0	0	0	Grèce
SA EDF EN Portugal	400 000	(1 224 100)	100	400 000	54 606 973	4 334 736	0	1 218 451	Portugal
SA ÉNERGIES IBERICA	1 350 000	(1 372 311)	100	0	99 917 337	379 838	0	1 023 748	Espagne
SRL EDF EN Italia	14 000 000	552 962	95	13 307 499	526 036 777	367 405	731 500	2 191 449	Italie
SRL TERMO ENERGIA	10 000	NC	70	7 000	7 401	0	0	0	Italie
SRL INVERSIONES EOLICAS *	163 753 000 MXN	27 683 372 MXN	99	12 088 541	0	(1 240 074) MXN	0 MXN	0 MXN	Mexique
EDF EN UK (ex WESTBURY WINDFARMS LTD) *	33 094 000 GBP	24 421 245 GBP	100	46 065 098	15 299 358 €	1 656 231	0	0	Angleterre

Annexe 4 Comptes sociaux d'EDF Energies Nouvelles SA

Tableau des filiales et des participations

Filiales et participations	Capital	Autres capitaux propres	% détenu	Valeur nette des titres	Prêts et avances consentis	Résultat du dernier exercice	Dividendes encaissés	Chiffre d'affaires HT	Pays
EnXco AS	4 700 000 DKK	(3 547 435) DKK	100	2 472 047	0	(820 862) DKK	0 DKK	53 000 DKK	Danemark
EnXco INC	267 703 990 USD	(127 981 646) USD	100	208 157 071	115 764 404 €	(56 790 126) USD	20 000 000 USD	4 408 USD	USA
VERDESIS	1 863 000	744 823	69	2 729 242	7 499 961	(106 105)	0	10 203 408	Belgique
CETO	100 GBP	NC	51	65	0	NC	0	NC	
CONNECT REUNION	3 000	NC	50	1 500	0	NC	0	0	France
BASARBI	4 170 RON	NC	100	989	11 012	NC	0	NC	Roumanie
GALATI	4 170 RON	NC	100	989	181 243	NC	0	NC	Roumanie
HUSI	4 170 RON	NC	100	989	103 570	NC	0	NC	Roumanie
REETEC **	31 250	2 902 614	72	2 372 550	1 744 843	847 423	0	20 840 983	Allemagne
2. Participations (10 à 50 % du capital)									
SAS LUC SUR ORBIEU	37 500	(8 367 666)	10	3 750	0	1 373 754	0	2 484 862	France
SAS CASTANET	37 500	(8 653 189)	10	3 750	3 288 816	(7 637 278)	0	1 968 147	France
SAS VILLESEQUE	37 500	(6 687 361)	10	3 750	0	7 398 914	0	11 653 919	France
C-POWER *	147 637 471	(5 844,451)	18,23	26 983 529	20 155 383	(4 005 317)	0	NC	Belgique
ALCOGROUP	93 630 000	(2 540 239)	25	27 388 156	0	(168 445)	0	1 167 687	Belgique
FRI EL RUFFANO	10 000	NC	26	2 600	0	NC	0	0	Italie

NC : (non communiqué).

NS : (non significatif).

* : augmentation de capital.

** : augmentation du pourcentage de détention.

Lorsque la devise n'est pas précisée les chiffres sont présentés en euros.

Table de concordance

TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT DE GESTION

Le présent document de référence comprend tous les éléments du rapport de gestion d'EDF Energies Nouvelles tels qu'exigés aux termes des articles L. 225-100 et suivants, L. 232-1 et R. 225-102 et suivants du Code de commerce.

Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion requis à ce titre :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitres ou paragraphes du document de référence
I - Activité		
L. 232-1 du Code de commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé. Évolution prévisible. Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi. Activités en matière de recherche et développement.	9 12 ; 13 n.a. 11.1
R. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Activité de la Société et de ses filiales au cours du dernier exercice écoulé.	9
L. 233-6, al. 2 du Code de commerce	Activité et résultats de l'ensemble de la Société et de ses filiales par branche d'activité.	9 ; 20.1
L. 225-100 al. 3 (1 ^{re} phrase) et al. 5 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 1 ^{er} du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement).	9
L. 225-100 al. 4 et 6 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe.	4 ; 20.1 (notes 22 et 23)
II - Informations à caractère financier		
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionnariat. Nom des sociétés contrôlées participant à un autocontrôle de la société audité et part du capital qu'elles détiennent.	18.1 n.a.
L. 232-6 du Code de commerce	Modifications intervenues dans la présentation des comptes annuels et dans les méthodes d'évaluation retenues.	20.1 (note 3.3)
L. 233-6, al. 1 du Code de commerce	Prises de participation significatives de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français.	9-7.5
R. 225-102, al. 2 du Code de commerce	Tableau faisant apparaître les résultats de la société au cours de chacun des 5 derniers exercices.	9-7.4
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la société de ses propres actions.	21.1.3
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	État de la participation des salariés au capital social.	17.3
L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération.	17.3
L. 225-100, al. 7 du Code de commerce	Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale dans le domaine des augmentations de capital.	21.1.5
R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières.	n.a.
III - Informations juridiques et fiscales		
243 bis du Code général des impôts	Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents.	20.4
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles.	n.a.
L. 225-100-3 du Code de commerce	Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique.	4.3 ; 15.1.3 ; 18 ; 21.1.3 ; 21.1.5 ; 21.2.7 ; 22
R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales.	17
L. 441-6-1 du Code de commerce	Information sur les délais de paiement.	9.8

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitres ou paragraphes du document de référence
IV - Informations portant sur les mandataires sociaux		
L. 225-102-1 du Code de commerce	Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice.	14 ; annexe 3
L. 225-102-1 du Code de commerce	Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la société, les sociétés qu'elle contrôle et la société qui la contrôle.	15
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'administration a pris la décision : <ul style="list-style-type: none"> ➤ soit d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions ; ➤ soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées. 	n.a.
L. 621-18-2 du Code monétaire et financier Article 223-26 du Règlement Général de l'AMF	Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société.	17.5
L. 225-197-1, II al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution d'actions gratuites, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'administration a pris la décision : <ul style="list-style-type: none"> ➤ soit d'interdire aux dirigeants de céder avant la cessation de leurs fonctions les actions qui leur ont été attribuées gratuitement ; ➤ soit de fixer la quantité de ces actions qu'ils sont tenus de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions. 	15.1.2
V - Informations environnementales		
L. 225-102-1 al. 5 et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales.	6.8 ; 8.2
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé SEVESO « seuil haut ».	n.a.

TABLE DE CONCORDANCE AVEC LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

Le présent document de référence comprend tous les éléments du rapport financier tels que mentionnés aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et l'article 222-3 du règlement général de l'AMF.

Le tableau ci-après reprend les éléments du rapport financier :

Éléments requis	Paragraphes du document de référence
Comptes annuels de la Société	Annexe 4
Comptes consolidés du Groupe	20.1
Rapport de gestion	Voir table de concordance précédente
Attestation du responsable du rapport financier annuel	1.2
Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	9.7.3
Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	20.2
Honoraires des commissaires aux comptes	20.3
Rapport du Président du Conseil d'administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que sur les procédures de contrôle interne mises en place par la société	Annexe 1
Rapport des commissaires aux comptes sur le rapport du Président du Conseil d'administration sur les procédures de contrôle interne	Annexe 2

Ce document a été conçu dans le respect de l'environnement. Il est imprimé avec des encres végétales sur un papier offset fabriqué à partir de fibres recyclées à 100 %, sans azurants optiques, certifié FSC 100 % recyclé. Ce document est recyclable.

Création graphique de la couverture : **The Crew Paris**

Conception & réalisation  **Labrador** +33 (0)1 53 06 30 80

EDF Energies Nouvelles
Cœur Défense – Tour B
100, Esplanade du Général de Gaulle
92932 Paris La Défense Cedex
Tél : +33 (0)1 40 90 23 00 - Fax : +33 (0)1 40 90 23 66

SA au capital de 124 109 465,60 euros
RCS Nanterre B 379 677 636

www.edf-energies-nouvelles.com

