



DOCUMENT
DE RÉFÉRENCE
2007



Dans le présent document de référence, les expressions « EDF Energies Nouvelles » ou la « Société » désignent la société EDF Energies Nouvelles S.A. 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 exposés au chapitre 4 « Facteurs de risques » du présent document de référence.

Les investisseurs sont invités à prendre attentivement en considération les facteurs de risques décrits au chapitre 4 « Facteurs de risques » du 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.

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



Société anonyme au capital de 99 287 574,40 euros
Siège social : Cœur Défense – Immeuble 1 – Défense 4
90, Esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris-La Défense Cedex
379 677 636 RCS Nanterre

Document de référence 2007



En application de l'article 212-13 de son règlement général, l'Autorité des marchés financiers a enregistré le présent document de référence le 18 avril 2008 sous le numéro R.08-027. Il ne peut être utilisé à l'appui d'une opération financière que s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document de référence a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de ses signataires. Cet enregistrement, effectué après examen de la pertinence et de la cohérence de l'information donnée sur la situation de la société, n'implique pas l'authentification des éléments comptables et financiers présentés.

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 2005 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 2005 figurant dans le document de base d'EDF Energies Nouvelles enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 22 septembre 2006 sous le numéro I.06-148 (le « Document de Base ») aux pages 246 à 307, 360 à 361 et 130 à 138 respectivement ; et
- les comptes consolidés d'EDF Energies Nouvelles relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2006 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 2006 figurant dans le document de référence 2006 d'EDF Energies Nouvelles enregistré par l'Autorité des marchés financiers le 16 mai 2007 sous le numéro R.07-071 (le « Document de Référence 2006 ») aux pages 124 à 194, 195 à 196 et 82 à 87 respectivement.

Des exemplaires du présent document de référence sont disponibles sans frais auprès d'EDF Energies Nouvelles, 90, Esplanade du Général de Gaulle - 92933 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	9.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE	74
	1.1. RESPONSABLES DU DOCUMENT DE RÉFÉRENCE	5	9.2. RÉSULTATS DES OPÉRATIONS	77
	1.2. ATTESTATION DES RESPONSABLES	5	9.3. TRÉSORERIE ET RESSOURCES EN CAPITAL	80
2	Contrôleurs légaux des comptes	6	9.4. STRUCTURE DE L'ENDETTEMENT	81
	2.1. COMMISSAIRES AUX COMPTES TITULAIRES	6	9.5. ENGAGEMENTS HORS BILAN	82
	2.2. COMMISSAIRES AUX COMPTES SUPPLÉANTS	6	9.6. ENGAGEMENTS CONTRACTUELS	84
3	Informations financières sélectionnées	7	10 Trésorerie et capitaux	85
4	Facteurs de risque	9	10.1. INFORMATION SUR LES CAPITAUX DU GROUPE	85
	4.1. RISQUES LIÉS A L'INDUSTRIE DES ÉNERGIES RENOUELABLES, NOTAMMENT L'ÉNERGIE ÉOLIENNE	10	10.2. FLUX DE TRÉSORERIE	85
	4.2. RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE	14	10.3. FINANCEMENT	85
	4.3. RISQUES LIÉS A LA SOCIÉTÉ	19	10.4. RESTRICTIONS A L'UTILISATION DES CAPITAUX	85
	4.4. RISQUES DE MARCHÉ	20	10.5. SOURCES DE FINANCEMENT ATTENDUES POUR LES INVESTISSEMENTS FUTURS	86
	4.5. RISQUES JURIDIQUES	24	11 Recherche et développement, brevets et licences	87
	4.6. ASSURANCES ET COUVERTURE DES RISQUES	24	11.1. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	87
5	Informations concernant l'émetteur	26	11.2. MARQUES, BREVETS ET LICENCES	87
	5.1. HISTORIQUE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ	26	12 Information sur les tendances	88
	5.2. INVESTISSEMENTS	27	12.1. ÉVOLUTIONS DEPUIS LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2007	88
6	Aperçu des activités	29	12.2. PERSPECTIVES D'AVENIR	88
	6.1. PRÉSENTATION GÉNÉRALE	30	13 Prévisions ou estimations du bénéfice	89
	6.2. LES ATOUTS DU GROUPE	31	13.1. PRÉVISIONS OU ESTIMATIONS DE BÉNÉFICE DU GROUPE	89
	6.3. STRATÉGIE	33	13.2. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES PRÉVISIONS DE BÉNÉFICE	90
	6.4. PRÉSENTATION DU MARCHÉ ET POSITION CONCURRENTIELLE	35	14 Organes d'administration, de Direction et de surveillance et Direction générale	91
	6.5. DESCRIPTION DES PRINCIPALES ACTIVITÉS DU GROUPE	46	14.1. COMPOSITION ET FONCTIONNEMENT DES ORGANES DE DIRECTION ET DE CONTRÔLE	91
	6.6. FACTEURS DE DÉPENDANCE	63	14.2. CONFLITS D'INTÉRÊTS AU NIVEAU DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE	96
	6.7. ENVIRONNEMENT LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE	63	15 Rémunération et avantages	97
	6.8. POLITIQUE ENVIRONNEMENTALE	67	15.1. RÉMUNÉRATION ET AVANTAGES EN NATURE	97
7	Organigramme	68	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	99
	FLUX FINANCIERS DU GROUPE	70	16 Fonctionnement des organes d'administration et de direction	100
8	Propriétés immobilières et équipements	71	16.1. MANDATS DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION	100
	8.1. PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES ET ÉQUIPEMENTS DU GROUPE	71	16.2. INFORMATIONS SUR LES CONTRATS DE SERVICE LIANT DES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION ET DE DIRECTION A LA SOCIÉTÉ	100
	8.2. CONTRAINTES ENVIRONNEMENTALES POUVANT INFLUENCER L'UTILISATION PAR LE GROUPE DE SES IMMOBILISATIONS	72		
9	Examen de la situation financière et du résultat	73		

16.3. COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	100
16.4. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	103
17 Salariés	104
17.1. INFORMATIONS SOCIALES	104
17.2. OPTIONS DE SOUSCRIPTION ET D'ACHAT D'ACTIONS	106
17.3. INTÉRESSEMENT DU PERSONNEL	106
17.4. PARTICIPATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LES MEMBRES DU CONSEIL D'ADMINISTRATION SUR LES TITRES DE LA SOCIÉTÉ	107
18 Principaux actionnaires	108
18.1. PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	108
18.2. NÉGOCIATIONS SUR LE MARCHÉ EURONEXT PARIS	109
18.3. DROITS DE VOTE DES PRINCIPAUX ACTIONNAIRES	110
18.4. CONTRÔLE DE LA SOCIÉTÉ	110
18.5. ACCORDS POUVANT ENTRAÎNER UN CHANGEMENT DE CONTRÔLE	113
19 Opérations avec des apparentés	114
19.1. OPÉRATIONS AVEC LES APPARENTÉS	114
19.2. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES POUR L'EXERCICE 2007	114
20 Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur	118
20.1. COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2007 EN NORMES IFRS	119
20.2. RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES CONSOLIDÉS EN NORMES IFRS AU 31 DÉCEMBRE 2007	172
20.3. HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES	174
20.4. POLITIQUE DE DISTRIBUTION DE DIVIDENDES	174
20.5. PROCÉDURES JUDICIAIRES ET D'ARBITRAGE	175
20.6. CHANGEMENT SIGNIFICATIF DE LA SITUATION FINANCIÈRE OU COMMERCIALE	176
21 Informations complémentaires	177
21.1. RENSEIGNEMENTS DE CARACTÈRE GÉNÉRAL CONCERNANT LE CAPITAL	177
21.2. ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS	180
22 Contrats importants	186
APPROVISIONNEMENT EN TURBINES	186
APPROVISIONNEMENT EN MODULES PHOTOVOLTAÏQUES	186
CONTRAT DE LICENCE DE MARQUE AVEC EDF	187
CONTRAT-CADRE AVEC EDF EN MATIÈRE DE RECHERCHE-DÉVELOPPEMENT	187

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt	188
---	------------

24 Documents accessibles au public	189
---	------------

25 Informations sur les participations	190
---	------------

Glossaire	191
------------------	------------

Annexe 1 Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne	193
---	------------

INTRODUCTION	193
1. GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE	193
2. LE CONTRÔLE INTERNE D'EDF ENERGIES NOUVELLES	197
3. PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES A LA RÉALISATION ET L'OPTIMISATION DES OPÉRATIONS	201
4. PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES A LA FIABILITÉ DES INFORMATIONS FINANCIÈRES	203
5. PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES A LA CONFORMITÉ AUX LOIS ET RÉGLEMENTATIONS EN VIGUEUR	205
6. DYNAMIQUE D'ÉVOLUTION	205
ORGANIGRAMME DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE	207

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 S.A., 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 2007	208
---	------------

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 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 donnés 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 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 Alain Martin

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 27 juin 1996 et renouvelé par décision de l'assemblée générale ordinaire du 30 septembre 2002, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

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 Catherine Porta

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 30 août 2005, jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

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 par décision de l'assemblée générale ordinaire du 30 septembre 2002, soit jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

SCP Jean Claude André et Autres

1, cours Valmy
92923 Paris La Défense Cedex

Nommé par décision de l'assemblée générale ordinaire en date du 30 août 2005, jusqu'à l'assemblée générale ordinaire appelée à statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

Les commissaires aux comptes ci-dessus désignés ont certifié les comptes relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007 tels que reproduits au paragraphe 20.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS » du présent document de référence.

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 2006 et 2007.

► COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ RÉSUMÉ (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Chiffre d'affaires	334,8	560,5
Résultat opérationnel	61,7	95,5
Résultat net part du Groupe	21,9	51,4

► BILAN CONSOLIDÉ RÉSUMÉ (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	31 décembre	
	2006	2007
Actifs non-courants	1 034,4	1 515,7
Actifs courants	691,5	867,6
Actifs détenus en vue de la vente	1,0	-
TOTAL DE L'ACTIF	1 726,9	2 383,3
Capitaux propres	722,1	757,3
Provisions non courantes	4,3	6,9
Passifs non courants	540,8	802,9
Passifs courants	458,7	816,2
Passifs détenus en vue de la vente	1,0	-
TOTAL DU PASSIF	1 726,9	2 383,3

► FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS RÉSUMÉS (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Flux nets de trésorerie générés par l'activité	89,4	133,3
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(314,9)	(527,0)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	583,3	344,2
Total incidences*	(13,4)	(5,8)
Variation de trésorerie	344,4	(55,3)

* 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 (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Europe	163,3	186,5
Amériques	174,5	374,0
TOTAL	334,8	560,5

➤ CHIFFRE D’AFFAIRES PAR ACTIVITÉ (NORMES IFRS)

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Production	138,2	174,6
Exploitation-Maintenance	10,7	11,0
Développement - Vente d'actifs structurés (DVAS)	185,9	374,9
TOTAL	334,8	560,5

4 Facteurs de risque

4.1.	Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne	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	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	11
4.1.6.	Risque lié au renouvellement de la <i>Production Tax Credit</i> au-delà de 2008 aux États-Unis	12
4.1.7.	Risques liés à l'obtention des autorisations d'exploiter et des permis de construire	12
4.1.8.	Risques liés à la disponibilité de sites d'implantation	12
4.1.9.	Risques liés aux évolutions technologiques	13
4.1.10.	Risques liés à l'évolution des prix de vente de l'électricité	13
4.1.11.	Risques liés à la rentabilité des sites de production	13
4.1.12.	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 concurrence d'autres producteurs d'électricité à partir d'énergies renouvelables	17
4.2.9.	Risques liés aux assurances	17
4.2.10.	Risques relatifs au non-paiement des clients et à la mise en œuvre de certaines stipulations contractuelles	17
4.2.11.	Risques liés à la dépendance vis-à-vis des clients importants	18
4.2.12.	Risques liés aux atteintes à l'environnement naturel et humain des sites exploités par le Groupe	18
4.2.13.	Risques liés à l'effet des acquisitions ou investissements	18
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	19
4.4.	Risques de marché	20
4.4.1.	Risques de taux d'intérêt	20
4.4.2.	Risques liés au taux de change	21
4.4.3.	Risques de liquidité	22
4.5.	Risques juridiques	24
4.6.	Assurances et couverture des risques	24
4.6.1.	Politique de couverture des risques	24
4.6.2.	Assurances	24

4.1. Risques liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne

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 73,9 % des ventes d'électricité du Groupe en 2007 contre 58,9 % en 2006, et dont la part devrait s'accroître au cours des prochaines années. 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 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 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 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 bénéficieront d'une obligation légale d'achat par les producteurs et/ou distributeurs historiques, 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.

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

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. 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 (voir le paragraphe 20.5 « Procédures judiciaires et d'arbitrage »).

Une moindre acceptation par les populations locales de l'implantation de parcs éoliens, 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 A 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 thermiques ou de cogénération, usine biomasse, centrales photovoltaïques), 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 législation et 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.

4.1.5. 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) ; de même, en France, le Groupe bénéficie, notamment dans le cadre de ses activités de Développement-vente d'actifs structurés, des mécanismes de défiscalisation mis en place dans les Départements d'Outre-Mer (loi Girardin). En

outre, la plupart des pays offre des mécanismes d'amortissement fiscal accéléré 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. RISQUE LIÉ AU RENOUVELLEMENT DE LA PRODUCTION TAX CREDIT AU-DELÀ DE 2008 AUX ÉTATS-UNIS

Le Groupe réalise une part importante de ses activités aux États-Unis, par le biais de sa filiale enXco ; en 2007, le chiffre d'affaires réalisé par le Groupe aux Amériques (essentiellement aux États-Unis) a atteint 374 millions d'euros. La *Production Tax Credit* (PTC), système de crédits d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite et vendue dans le respect des conditions d'attribution, constitue un élément clé dans la décision d'investissement du Groupe aux États-Unis, le bénéfice du crédit d'impôt étant un facteur déterminant pour de tels investissements. Ce système est généralement renouvelé sur une base annuelle ou biennale (la PTC accordée pour la période 2005-2007 a ainsi été étendue jusqu'au 31 décembre 2008) et, depuis 1994, ce mécanisme a toujours été reconduit malgré des périodes d'incertitude liées à son renouvellement (la PTC ayant notamment expiré en 2001 et 2003 avant que son renouvellement ne soit décidé).

A la date d'enregistrement du présent document de référence, bien que le gouvernement des États-Unis demeure favorable au développement des énergies renouvelables, ce système n'a pas encore été renouvelé pour 2009 et les années suivantes. Les incertitudes liées à ce renouvellement, un renouvellement de la PTC après sa date d'expiration du 31 décembre 2008, voire un non-renouvellement de la PTC au-delà de 2008, pourrait avoir, compte tenu notamment de l'impact que cela aurait sur les développements de projets du Groupe aux États-Unis, 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 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, au 31 décembre 2007 environ la moitié des mégawatts construits par le Groupe ont fait l'objet de recours. En 2007, un permis de construire relatif à un parc éolien a été partiellement annulé par les tribunaux (2 éoliennes sur 8 autorisées) et, en 2006, un permis de construire relatif à un

parc éolien avait également été annulé ; par ailleurs, en 2007, comme en 2006, aucune des autorisations d'exploiter obtenues par le Groupe en France n'a fait l'objet de recours et aucune demande n'a été refusée par les autorités compétentes.

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 l'exploitation de ces sites 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 parcs en cours de développement, ou l'absence de renouvellement ou de maintien de tels permis et autorisations obtenus par le Groupe pour ses parcs 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.

4.1.8. 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 parc 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 compétition 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.

4.1.9. 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 » et les objectifs de réduction des coûts de production constituent des défis pour les acteurs du secteur.

Afin de maintenir et d'accroître son niveau d'activité, le Groupe doit donc 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 du Groupe à 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.

4.1.10. 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, la Commission de Régulation de l'Énergie a rendu des avis défavorables sur les tarifs de l'électricité produite à partir d'énergie hydraulique en 2001, et sur les tarifs de l'électricité produite à partir d'énergie éolienne et solaire en 2001 et 2006, considérant qu'ils étaient de nature à créer des rentes indues pour les producteurs. Ces avis sont toutefois consultatifs et n'ont pas empêché l'entrée en vigueur des arrêtés tarifaires correspondants.

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.

4.1.11. RISQUES LIÉS A LA RENTABILITÉ DES SITES DE PRODUCTION

Le modèle économique des sites de production, en particulier des parcs éoliens, 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

Facteurs de risque

Risques liés aux activités du Groupe

4.1.12. 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, varie principalement en fonction du coût de construction, de financement et de maintenance sur le site de production concerné ainsi que des conditions de vent. 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. La compétitivité en termes de prix de l'électricité issue

des énergies renouvelables a été favorisée par les niveaux record de prix atteints récemment pour les énergies fossiles, en particulier le pétrole et le gaz. Cependant, 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 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, qui sont actuellement à leur niveau historique le plus haut, pourrait néanmoins provoquer 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-A-VIS DES FOURNISSEURS ET A 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 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 quatre fournisseurs de turbines, qui assurent également des contrats de maintenance à long terme. Ces approvisionnements dépendent des cycles de construction des parcs, qui s'étendent au-delà d'une année calendaire. Au cours de l'exercice 2007, les achats auprès des dix premiers fournisseurs d'immobilisation et d'exploitation se sont élevés à plus de 757 millions d'euros pour l'ensemble du Groupe, les cinq premiers (les fournisseurs de turbines et constructeurs de parc éoliens) représentant 94 % de ce montant, et le premier, un fournisseur de turbines, en représentant près de 52 %. En outre, dans le cadre du développement de ses activités dans l'énergie solaire, le Groupe fait appel à un nombre limité de fournisseurs de modules photovoltaïques, la majeure

partie devant, à la date d'enregistrement du présent document de référence, être fournie par l'américain First Solar.

Dans un contexte de hausse rapide de la demande de ces équipements liée à la croissance du marché, et compte tenu du nombre limité de fournisseurs, le prix de ces équipements a connu une augmentation significative ces dernières années qui pourrait se poursuivre. En outre, au cours des dernières années, les producteurs de turbines pour éoliennes et de modules photovoltaïques ont eu des difficultés à faire face à la demande croissante des développeurs ; à l'avenir, certains fournisseurs pourraient ne plus être en mesure de répondre aux demandes du Groupe ou privilégier certains autres acteurs du marché, y compris des concurrents directs du Groupe, et ce, même si le Groupe mène une politique active de sécurisation de ses approvisionnements en Europe comme aux États-Unis.

Par ailleurs, dans le cadre particulier de ses activités dans la filière biomasse et du développement de ses activités biocarburant, le Groupe ne peut donner aucune assurance 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), toute impossibilité de commander les composants et équipements nécessaires à la construction des centrales électriques, notamment des parcs éoliens (par exemple en cas d'insuffisance de disponibilité auprès de fabricants ou d'abandon par les fabricants de certaines lignes de produits) 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*). Le Groupe a réalisé en 2007 un chiffre d'affaires de 374 millions d'euros dans la zone Amériques, contre 171,5 millions d'euros en 2006. A la date d'enregistrement du présent document de référence, la PTC actuelle court jusqu'au 31 décembre 2008 ; le système n'a, à ce stade, pas été renouvelé pour 2009 et les années suivantes.

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'EDF 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 sous forme « clé en main ». Au 31 décembre 2007, le montant total des engagements donnés représentait pour le Groupe un montant total de 2,9 milliards d'euros (voir le paragraphe 20.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS »).

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 des centrales électriques, en particulier les centrales éoliennes et les centrales réalisées dans le cadre des relais de croissance (biomasse et solaire, notamment 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.

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, 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 2007, le Groupe a constitué des provisions correspondantes à hauteur de 1,2 million d'euros. Pour ses parcs éoliens, le Groupe ne constitue à ce jour que des provisions limitées

(410,1 milliers d'euros au 31 décembre 2007), 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 4.16.1 des comptes consolidés pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 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'avèreront 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 en Italie, au Royaume-Uni, en Grèce, 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. 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.

Aux États-Unis, le Groupe peut associer à la réalisation de certains de ses investissements un ou plusieurs co-investisseurs afin, entre autres, d'optimiser la valorisation des avantages fiscaux (principalement, *Production Tax Credit*) dédiés aux énergies renouvelables. Ces investissements ont jusqu'à présent été consolidés par intégration proportionnelle. L'organisation de ces structures est négociée au cas par cas. 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.

4.2.8. 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.

4.2.9. 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.

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 l'activité, la situation financière ou les résultats du Groupe.

4.2.10. 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, au cours de la période contractuelle, 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.

4.2.11. RISQUES LIÉS A LA DÉPENDANCE VIS-A-VIS DES CLIENTS IMPORTANTS

Dans le cadre de ses activités de production d'électricité d'origine éolienne et hydraulique et d'exploitation de centrales thermiques et de cogénération, le Groupe vend l'électricité qu'il produit aux producteurs et/ou aux distributeurs historiques (notamment EDF en France, le premier client du Groupe) et la vapeur produite par ses centrales de cogénération à des clients industriels. 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 et Canada »).

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2007, le chiffre d'affaires cumulé réalisé avec les dix premiers clients représentait 93 % des ventes d'énergie du Groupe contre 80 % en 2006, celui réalisé avec les cinq premiers clients près de 72 % des ventes d'énergie consolidées contre près de 64 % en 2006 et celui réalisé avec EDF, premier client, représentait près de 35 % des ventes d'énergie consolidées contre près de 29 % en 2006. 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.

4.2.12. 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.

4.2.13. 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. Ces dernières années, 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 17 juillet 2006, notamment entre EDF et M. Pâris Mouratoglou qui détient, directement et par l'intermédiaire de la Société Internationale d'Investissements, 25,1 % du capital et des droits de vote de la Société (voir le paragraphe 18.4 « Contrôle de la Société »).

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 35 % des ventes d'électricité du Groupe en 2007), le Groupe bénéficie en effet de partenariats avec les entités du groupe EDF, notamment en recherche-développement (accord-cadre conclu en janvier 2008) et en projets (partenariat avec EDF Energy en Grande-Bretagne par exemple) et dans le secteur des énergies renouvelables réparties (création d'EDF Energies Nouvelles Réparties). Par ailleurs, il bénéficie du droit d'usage de la marque EDF Energies Nouvelles à titre de dénomination sociale, qui constitue un atout important pour ses activités. Le contrat de licence de marque conclu avec EDF 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 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.

4.4. Risques de marché

4.4.1. RISQUES DE TAUX D'INTÉRÊT

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens, 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 œuvre une politique de couverture des risques de taux par le biais de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swaps 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. Ainsi, les centrales en exploitation bénéficient généralement de taux fixés à long terme.

En général, les établissements bancaires arrangeurs, demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant de financement, et pour 80 % à 100 % de sa durée. Pour la partie des financements restant à taux variable, le risque est géré en fonction de l'évolution des marchés (et de l'évolution de la génération de *cash-flow* libre par le projet).

La situation des emprunts et des *swaps* du Groupe au 31 décembre 2007 est détaillée ci-dessous :

(en milliers d'euros)	Emprunts	Autres dettes financières	Intérêts courus	Total emprunts et dettes financières	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'un swap
Allemagne	1 150	-	-	1 150	1 150	-	260	890	-	-
Belgique	129	1 897	-	2 026	2 026	-	-	129	1 897	-
Espagne	5 224	3 227	50	8 501	3 511	4 990	1 068	2 596	4 837	18 849
France	400 908	40 635	2 349	443 892	49 965	393 927	353 376	70 266	20 250	101 383
Grèce	92 671	57 443	1 159	151 273	-	151 273	52 832	36 777	61 664	73 353
Italie	78 524	2 397	907	81 828	455	81 373	32 710	35 005	14 113	42 674
Portugal	142 928	5 384	-	148 312	18 280	130 032	11 723	34 623	101 966	118 619
Royaume-Uni	79 445	426	360	80 231	657	79 574	7 476	28 951	43 804	64 649
États-Unis	82 141	1 544	541	84 226	11 612	72 614	4 549	15 782	63 895	69 263
TOTAL	883 120	112 953	5 366	1 001 439	87 656	913 783	463 994	225 019	312 426	488 790
Trésorerie passive				34 708		34 708	34 708			
TOTAL				1 036 147	87 656	948 491	498 702	225 019	312 426	488 790

Ainsi au 31 décembre 2007, 58 % du montant total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive) est à taux fixe soit directement, soit par l'intermédiaire de *swaps*.

Bien que le Groupe mette donc en œuvre une politique active de couverture de risques de taux, une progression importante des

taux d'intérêt 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 2007 :

(en milliers d'euros)	Moins d'1 an	De 1 à 5 ans	Plus de 5 ans	Total
Passifs financiers ⁽¹⁾	463 994	225 019	312 426	1 001 439
Emprunts auprès des établissements de crédits ⁽²⁾	432 025	158 554	297 907	888 486
Autres dettes financières	31 969	66 465	14 519	112 953
Actifs financiers ⁽³⁾	50 970	14 628	12 101	77 699
Prêts et créances financières	50 970	14 628	12 101	77 699
Position nette avant gestion	413 024	210 391	300 325	923 740
Emprunts à taux fixes	7 381	68 117	12 158	87 656
Dérivés de couverture de taux d'intérêt	135 232	128 079	225 478	488 790
Position nette après gestion	270 411	14 195	62 689	347 295

(1) Hors trésorerie passive.

(2) Dont intérêts courus.

(3) Hors actifs financiers à la juste valeur et actifs financiers disponibles à la vente.

Sur la base des comptes consolidés au 31 décembre 2007, le taux d'intérêt (charges d'intérêts sur opérations de financement sur la moyenne 2006/2007 des emprunts, dettes financières et des découverts) apparent de l'endettement est de 4,61 %. Sur la base de la situation du Groupe au 31 décembre 2007, des tests de sensibilité ont été réalisés avec une augmentation de 1 % des taux

d'intérêt ; ils montrent un impact estimé sur le compte de résultat de l'ordre de 415 000 euros.

La sensibilité du Groupe au risque de taux est présentée en note 24.1 des comptes consolidés au 31 décembre 2007 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

4.4.2. RISQUES LIÉS AU TAUX DE CHANGE

Le Groupe réalise une part importante de ses activités en dehors de la zone euro. Ainsi, en 2007, 71,9 % du chiffre d'affaires a été réalisé dans d'autres monnaies que l'euro (dollar américain et livre sterling notamment). Le Groupe est exposé aux risques financiers pouvant résulter de la variation des cours de change de certaines devises.

Risque de change au bilan

Du fait de la détention de filiales aux États-Unis et au Royaume-Uni, 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 2007 est faible (12,2 millions d'euros de réserve de conversion négative au 31 décembre 2007) et à mettre en regard d'un montant de 757,3 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.

Sur la base d'une appréciation du rapport coût/risque, la politique de la Société est d'apprécier l'opportunité de procéder à la couverture de ce risque par un adossement actif/passif.

Les impacts sur les capitaux propres du Groupe sont apparus suffisamment faibles par rapport au montant de ces capitaux propres pour décider de ne pas mettre en place de couverture qui, à l'expérience, s'avère relativement onéreuse.

Le tableau ci-dessous présente la position nette du Groupe au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	TOTAL
Actifs	1 699 301	160 116	507 485	16 384	2 383 286
Passifs	1 003 195	139 727	480 464	2 591	1 625 977
Position nette avant gestion	696 106	20 389	27 021	13 793	757 309
Effet gestion	-	-	-	-	-
Position nette après gestion	696 106	20 389	27 021	13 793	757 309

L'exposition au risque de change d'EDF Energies Nouvelles est concentrée sur le dollar et la livre sterling.

4

Facteurs de risque

Risques de marché

La colonne « Autres » regroupe les éléments liés à quatre monnaies secondaires dans l'activité du Groupe : le lev bulgare, la couronne danoise, le peso mexicain et dans une moindre mesure la couronne suédoise.

Les positions nettes sur les devises principales sont respectivement au 31 décembre 2007 active de 27 millions d'euros pour le dollar et 20,4 millions d'euros pour la livre sterling sur la base de cours de clôture de respectivement 0,6793 euro/dollar et 1,3636 euro/livre sterling.

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 2007 montrent qu'une variation de plus 10 % des cours de change aurait un impact négatif de 1,5 million d'euros et une variation de moins 10 % des cours de change aurait un impact négatif de 0,3 million d'euros sur le compte de résultat.

Risque de change lié à la conversion du résultat des filiales

Ce risque résulte de la conversion au niveau comptable du résultat des filiales dont la devise domestique n'est pas l'euro. Compte

Les tests de sensibilité réalisés sur ces instruments au 31 décembre 2007 et au 31 décembre 2006 montrent qu'une variation de plus au 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 2007	(1 486)	(333)	39 978	(21 942)
31 décembre 2006	(1 816)	(1 836)	-	-

La sensibilité du Groupe au risque de change est présentée en note 24.2 des comptes consolidés au 31 décembre 2007 inclus au paragraphe 20.1 du présent document de référence.

tenu du caractère incertain du résultat, il est difficile d'envisager un horizon de couverture au-delà du 31 décembre de l'année en cours.

Toutefois, une politique de couverture du résultat de l'année en cours pourrait être envisagée en fonction du poids croissant des États-Unis et du Royaume-Uni dans le résultat consolidé du Groupe mais les conditions de suivi de la position sont particulièrement complexes à mettre en œuvre.

Risque de change lié aux achats de matériel

Ce risque résulte de l'achat de matériel dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, seuls sont concernés les achats de turbines effectués par les filiales américaines et britanniques auprès de fabricants européens.

La politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours budget du projet concerné en ayant recours à des swaps, des achats 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.

Bien que le Groupe mène une politique active de couverture du risque de change, une évolution défavorable des taux de change de ces devises 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. RISQUES DE LIQUIDITÉ

Risque de liquidité lié au financement de projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer et à financer des projets de centrales de production d'électricité. Le risque de liquidité lié aux financements de projets doit être couvert par la mise en place pour chaque projet des financements de projet nécessaires tant sous la forme de dettes que de fonds propres (un projet ne peut aboutir sans le financement adéquat).

La Société ne peut garantir qu'elle sera en mesure de disposer des financements suffisants, ou que les conditions de marché seront favorables pour obtenir les financements de projets (financements bancaires, levée de fonds sur les marchés de capitaux) indispensables au développement du Groupe, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

Des informations détaillées sur les clauses de restrictions attachées aux financements de projets figurent au paragraphe 10.4 du présent document de référence.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

Lignes de crédit

Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose de sept lignes de crédit moyen terme corporate ayant pour échéance la période 2012-2013. Ces lignes, non amortissables et remboursables in fine, ont pour finalité, en règle générale, de financer les acomptes pour l'achat de turbines et la période de construction de projets (plutôt pour les projets de taille moyenne, et dans les cas où les partenaires du Groupe apportent leur quote-part de financement ou des garanties, dans les pays politiquement stables et sous réserve que la fiscalité

n'annule pas le gain de l'opération). D'un montant total de 350 millions d'euros, elles sont confirmées par les établissements financiers avec lesquels elles ont été conclues à des conditions fixées et irrévocables.

Le Groupe dispose également de lignes de découvert d'un montant de 91 millions d'euros qui, par définition, ne sont pas confirmées (hors délai légal de rétractation des banques). Elles sont renouvelables annuellement par tacite reconduction.

Depuis début 2007, la Société a contracté des lignes de crédit « Back to Back » qui complètent le dispositif de financement déjà

établi. Conclues pour un an, renouvelable une fois, elles permettent de profiter de marge de crédit particulièrement avantageuse du fait de leur adossement à un placement en Sicav de même montant. Au 31 décembre 2007, leurs montants s'élevaient à 158 millions d'euros. Comme pour les autres lignes de crédit, les contreparties bancaires sont de 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.

Le tableau ci-dessous détaille la structure des lignes de crédit dont dispose le Groupe au 31 décembre 2007 :

(en millions d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme			
- échéance 2012	70	64	6
- échéance 2013	280	140	140
Lignes 364 jours renouvelables			
- échéance 2008	158	136	22
Découverts bancaires	91	35	56
TOTAL	599	375	224

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

Le tableau ci-dessous 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 contractuelle			
	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	432 025	456 461	888 486	230 146	459 914	667 828	1 357 888
Autres dettes financières	31 969	80 984	112 953	31 970	70 641	15 244	117 855
Découverts bancaires	34 708		34 708	34 708	-	-	34 708
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passifs-actifs)	546		546	(782)	2 582	(3 771)	(1 970)
Dettes fournisseurs	54 774		54 774	54 774	-	-	54 774
Autres créditeurs ⁽¹⁾	181 307		181 307	181 307	-	-	181 307

(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.

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 2007.

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 2007.

Bien que la Société estime disposer à la date d'enregistrement du présent document de référence des financements nécessaires pour les besoins de ses activités courantes, la Société ne peut garantir qu'elle disposera à l'avenir des financements suffisants ou que les conditions de marché seront favorables pour obtenir les financements nécessaires dans le cadre du développement de ses activités, ce qui pourrait avoir un effet défavorable significatif sur son activité, sa situation financière, ses résultats ou sa capacité à réaliser ses objectifs.

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 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). Des dommages et intérêts sont, ou peuvent être, réclamés au Groupe dans le cadre de certaines de ces procédures (voir le paragraphe 20.5 « Procédures judiciaires et d'arbitrage »).

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 « Assurances »), 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 neuf pays européens, trois américains (États-Unis, Canada, Mexique) et un asiatique (Inde) lui permet de disperser les risques liés aux évolutions réglementaires, aux conditions de 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 « Comités du conseil d'administration »).

Le Groupe, tenant compte de l'évolution importante de la demande et de la tension conséquente sur les prix, entend également limiter son exposition vis-à-vis des fournisseurs de composants et autres

équipements techniques, en diversifiant ses fournisseurs d'une part et en recourant à des contrats à long terme d'autre part. Pour les turbines et les modules photovoltaïques en particulier, le Groupe s'efforce ainsi de sécuriser son approvisionnement pour les années à venir par le biais d'accords avec les grands fabricants mondiaux (voir le chapitre 22 « Contrats importants »).

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.

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 en 2006 et 2007.

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 ; initialement conclue en 2002, elle couvre les dirigeants du Groupe et de l'ensemble de ses filiales, y compris enXco, sa principale filiale américaine, et a été aménagée dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société afin de tenir compte de ce nouveau contexte.

Sous réserve des exclusions communément pratiquées sur le marché de l'assurance, le Groupe estime bénéficier à ce jour de couvertures d'assurance raisonnables, dont le niveau de franchise est cohérent avec le taux de fréquence des sinistres observés.

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, 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. A compter du 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 — Immeuble 1 — Défense 4 — 90, esplanade du Général de Gaulle — 92933 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). Fort 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 en 2006). Le Groupe poursuit également sa croissance en Europe, en s'implantant en Italie grâce à la conclusion d'un partenariat avec Fri-El Green Power en 2001, une entreprise locale active dans les énergies renouvelables.

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 les États-Unis ; 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 novembre 2006, dans le cadre d'augmentations de capital d'un montant total d'environ 530 millions d'euros (hors frais), EDF Energies Nouvelles a été introduite en bourse et ses actions sont désormais négociées 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.

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 en 2007 à 511,3 millions d'euros, contre 329,3 millions d'euros en 2006 et 181,3 millions d'euros en 2005. Le tableau ci-dessous présente la répartition de ces trois dernières années (en millions d'euros) pour les zones Europe et États-Unis :

Zone géographique	2007	2006	2005
Europe	344,8	224,1	160,7
États-Unis	166,5	105,2	20,6
TOTAL	511,3	329,3	181,3

Les principaux projets concernés en 2007 sont :

- aux États-Unis : le parc éolien de Fenton ;
- en Europe : la France (parcs éoliens de Luc-sur-Orbieu, Villesèque, Salles-Curan, Castanet et Chemin d'Ablis), le Portugal (notamment parcs éoliens de Ventominho et Arada), la Grèce (notamment

parcs éoliens de Perdikovouni, Kaliva, Imerovigli et Viotia 2), le Royaume-Uni (parcs éoliens de Bicker Fen, Red Tile, Walkway, Long Park et Rusholme) et l'Italie (notamment parc éolien de Minervino).

5.2.2. PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS DU GROUPE EN COURS POUR 2008

Le Groupe entend poursuivre le développement de son portefeuille de projets existant, en particulier dans l'éolien terrestre pour lequel il s'élève actuellement à plus de 12 000 MW, dont plus de 630 MW en cours de construction. A la date d'enregistrement du présent document de référence, les investissements budgétés par le Groupe représentent un montant de l'ordre de 600 millions d'euros pour l'année 2008. Sur ce montant, environ 500 millions d'euros sont destinés à des investissements en Europe et environ 100 millions d'euros à des investissements aux États-Unis.

Pour financer ses investissements, le Groupe met en place des financements de projets, compte tenu de la visibilité que lui offrent, soit les contrats de long terme conclus avec ses clients, soit des 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 16 ans.

Tous les financements de projets sont en général sans recours.

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

A la date d'enregistrement du présent document de référence, les principaux investissements planifiés par le Groupe sont relatifs à l'achèvement de la construction des 26 parcs éoliens en cours de

réalisation par le Groupe (voir chapitre 6 « Aperçu des activités »). Ces investissements s'élèvent, à cette même date, à un montant total d'environ 471 millions d'euros.

6

Aperçu des activités

6.1.	Présentation générale	30
6.2.	Les atouts du Groupe	31
6.3.	Stratégie	33
6.4.	Présentation du marché et position concurrentielle	35
6.4.1.	L'éolien : un marché présentant d'attrayantes perspectives de croissance	37
6.4.2.	Le solaire : des opportunités de croissance	41
6.4.3.	L'hydraulique : une technologie mature présentant encore des opportunités	42
6.4.4.	La biomasse : une filière en cours de développement	43
6.4.5.	Production thermique et cogénération à partir d'énergies fossiles	44
6.4.6.	Énergies renouvelables réparties	44
6.4.7.	Biocarburants : un marché en fort développement	45
6.4.8.	Biogaz	45
6.5.	Description des principales activités du Groupe	46
6.5.1.	Éolien	46
6.5.2.	Hydraulique	56
6.5.3.	Biomasse	57
6.5.4.	Solaire	58
6.5.5.	Production thermique et cogénération à partir d'énergies fossiles	59
6.5.6.	Énergies renouvelables réparties	59
6.5.7.	Biocarburants	60
6.5.8.	Biogaz	60
6.5.9.	Energie des vagues	61
6.5.10.	Activités de Développement-vente d'actifs structurés	61
6.5.11.	La Direction technique	62
6.6.	Facteurs de dépendance	63
6.7.	Environnement législatif et réglementaire	63
6.7.1.	Le cadre international	63
6.7.2.	La réglementation communautaire	63
6.7.3.	Les réglementations nationales	65
6.8.	Politique environnementale	67

6.1. Présentation générale

Présent dans neuf pays européens et aux États-Unis, EDF Energies Nouvelles est un leader sur le marché des énergies renouvelables. Avec un développement centré depuis quelques années sur l'éolien, le Groupe est également présent à des degrés divers sur d'autres filières d'énergies renouvelables : solaire, principalement photovoltaïque, petite hydraulique et biomasse. Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose d'une capacité installée de 1 442,6 MW⁽¹⁾ (dont 1 035,2 MW détenus en propre⁽²⁾). Par ailleurs, 1 100 MW (dont 630,4 MW devant être détenus en propre) sont en cours de construction.

Le Groupe est spécialisé dans la production d'électricité d'origine éolienne qui constitue plus de 80 % de sa capacité installée (avec 1 217,9 MW installés au 31 décembre 2007, contre 812,8 MW installés au 31 décembre 2006). Les parcs éoliens du Groupe sont implantés dans des zones géographiques soigneusement sélectionnées qui se caractérisent par leur stabilité politique, leur potentiel de croissance et leur visibilité en matière de régulation (États-Unis, 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.

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 (notamment communautaires) 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. Enfin, la hausse du prix de gros de l'électricité récemment constatée a pour effet d'améliorer aujourd'hui la compétitivité relative des énergies renouvelables ainsi que de stimuler leur croissance.

Outre l'éolien, le Groupe est présent dans le solaire, principalement photovoltaïque, la petite hydraulique (avec 128,4 MW installés au 31 décembre 2007), et la biomasse (production d'électricité à partir de sous-produits de l'industrie agricole et forestière, avec 26 MW installés au 31 décembre 2007). Le Groupe exerce également une activité historique dans le secteur de la production thermique (avec 30,3 MW installés au 31 décembre 2007) et de la cogénération à partir de combustibles fossiles (avec 39,2 MW installés au 31 décembre 2007), secteurs qui ne constituent plus pour lui un axe de développement. Enfin, il développe sa présence dans d'autres filières d'énergies nouvelles telles que les biocarburants, les biogaz et l'énergie des vagues.

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 cadre du 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 projet, le Groupe exerce également une activité de Développement-vente d'actifs structurés, qui consiste principalement à vendre des projets dans le domaine des énergies renouvelables et à offrir des produits et services financiers, en partenariat avec des établissements bancaires, dans le cadre de ces ventes. Enfin, le Groupe développe, en partenariat avec EDF, son actionnaire industriel de référence, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties.

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée (en MW) du Groupe dans chaque filière et pays au 31 décembre 2007 :

Pays	Éolien	Hydraulique	Biomasse	Thermique et Cogénération	Solaire	Total
Allemagne	3,0	-	-	-	-	3,0
Bulgarie	-	110,0	-	-	-	110,0
Espagne	-	-	26	-	-	26
États-Unis	618,6	-	-	-	-	618,6
France	73,8	18,4	-	69,5	-	161,7
Italie	164,1	-	-	-	0,9	165,0
Grèce	111,4	-	-	-	-	111,4
Portugal	143,8	-	-	-	-	143,8
Royaume-Uni	103,2	-	-	-	-	103,2
TOTAL	1 217,9	128,4	26	69,5	0,9	1 442,6

(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 détenue en propre (en MW) par le Groupe dans chaque filière et pays au 31 décembre 2007 :

Pays	Éolien	Hydraulique	Biomasse	Thermique et Cogénération	Solaire	Total
Allemagne	3,0	-	-	-	-	3,0
Bulgarie	-	83,0	-	-	-	83,0
Espagne	-	-	18,2	-	-	18,2
États-Unis	432,8	-	-	-	-	432,8
France	57,8	18,4	-	43,8	-	120,0
Italie	77,9	-	-	-	0,4	78,3
Grèce	110,1	-	-	-	-	110,1
Portugal	86,6	-	-	-	-	86,6
Royaume-Uni	103,2	-	-	-	-	103,2
TOTAL	871,4	101,4	18,2	43,8	0,4	1 035,2

En 2007, la capacité cumulée en service et en construction détenue en propre par le Groupe (toutes filières confondues) s'élève à 1 665,6 MW, soit une progression de plus de 40% par rapport à 2006.

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, notamment de l'éolien terrestre. Le Groupe s'appuie sur une capacité installée, au 31 décembre 2007, de 1 442,6 MW, auxquels s'ajoute la construction de 26 parcs éoliens à travers le monde qui représentent 1 095 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 2007, 88,8 % de la capacité du Groupe était installée hors de France, dont 42,9 % aux États-Unis. Centré sur l'Europe et les États-Unis, le Groupe dispose également d'une participation dans une joint-venture active dans l'exploitation-maintenance en Inde et d'une structure de développement au Mexique.

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 (mais aussi les constructeurs et autres opérateurs intervenant dans le processus de mise en

service de fermes éoliennes et solaires). Par ailleurs, compte tenu de l'importance et de la qualité de son portefeuille de projets, il est capable de prendre des engagements sur plusieurs années, ce qui est un élément décisif pour les fournisseurs d'éoliennes qui ont à gérer une chaîne logistique et d'assemblage particulièrement complexe. Cette puissance d'achat et cette capacité à s'engager sur le long terme sont indispensables pour le Groupe dans le contexte actuel de tension sur les prix et de disponibilité des éléments techniques, notamment des turbines.

Une dynamique sectorielle forte

Le marché des énergies renouvelables est un marché encore jeune bénéficiant de multiples opportunités, notamment en Europe et aux États-Unis. 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, communautaire 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 la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (dite directive « 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, indépendamment de la hausse du prix des énergies fossiles récemment constatée. Aux États-Unis, les énergies renouvelables bénéficient d'incitation sous forme de crédit d'impôt (*Production 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 ou encore la biomasse. Les efforts de recherche-développement se poursuivent afin de perfectionner les technologies développées et notamment d'améliorer leur productivité à long terme et d'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 (neufs pays européens, États-Unis, Mexique et Inde) permet au Groupe de répartir efficacement les risques affectant son activité en limitant non seulement les risques liés aux conditions de vent qui affectent 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, qui constitue sa principale activité, et à moyen terme dans un certain nombre d'autres filières d'énergies renouvelables et notamment le solaire photovoltaïque.

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 d'un portefeuille de projets éoliens de plus de 12 000 MW au 31 décembre 2007, dont 1 095 MW en cours de construction. 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.

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 ainsi que dans d'autres activités liées aux énergies renouvelables. Ainsi, EDF Energies Nouvelles poursuit notamment ses efforts de recherche-développement en matière d'énergie solaire photovoltaïque, de biomasse, de biocarburants, de biogaz ou encore d'éolien *offshore*, avec l'appui des équipes d'EDF.

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

EDF Energies Nouvelles s'est dotée 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. Au cours des dernières années, le Groupe s'est également entouré de plusieurs 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, du financement de projets à la vente de parcs clé en main en passant par l'analyse des conditions de vent (avec son « Bureau Vent ») 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 (Italie, Grèce).

Dans le cadre de son activité de Développement-vente d'actifs structurés, le Groupe a par ailleurs démontré sa capacité d'innovation, en proposant, en partenariat avec des établissements bancaires, des produits d'investissement liés aux énergies renouvelables (tel que le programme « Plein Vent » en France — voir le paragraphe 6.5.10 « Activités de Développement-vente d'actifs structurés »).

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 (54,8 % entre 2006 et 2007), de son parc éolien (66,7 % de MW bruts supplémentaires installés entre 2006 et 2007) et sur une rentabilité établie et en amélioration. 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*).

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 aux États-Unis, 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 :

Créer de la valeur énergétique et environnementale

EDF Energies Nouvelles ambitionne de bâtir un portefeuille de nouvelles capacités de production d'énergie verte. Par nature, cette stratégie est doublement créatrice de valeur : valeur énergétique (production d'électricité) d'une part, et valeur environnementale (utilisation de sources d'énergies renouvelables) d'autre part. Les systèmes réglementaires permettant de valoriser ces deux produits diffèrent en fonction des pays dans lesquels le Groupe intervient. Certains les dissocient, en valorisant l'électron d'une part et la composante verte (certificat) d'autre part ; d'autres les agrègent. A terme, certains experts anticipent une valorisation dissociée sur la plupart des marchés. Le Groupe axe sa stratégie sur le développement d'un outil industriel capable de générer de la valeur énergétique et de la valeur environnementale, qu'elles soient dissociées ou combinées.

A court terme, le Groupe entend s'appuyer notamment sur le double effet :

- d'une tendance de long terme au renforcement des politiques de protection environnementale et de promotion de l'énergie verte (obligations d'achat d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables ou part minimum imposée dans l'offre énergétique des commercialisateurs ou producteurs d'électricité au travers d'un système de certificats verts) ; et
- de la récente augmentation des prix de l'électricité résultant en particulier de la forte croissance de la demande et de l'augmentation des prix des combustibles fossiles, qui ajoute actuellement un élément de compétitivité économique à la tendance de fond en faveur de la protection de l'environnement.

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

Outre son expérience propre, le Groupe bénéficie de l'adossé 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.

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, eau, soleil), 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, qui constitue un atout essentiel dans le contexte actuel de tension sur les prix des équipements techniques, en particulier des turbines.

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 aux actionnaires du projet.

Poursuivre un développement international maîtrisé et cohérent avec la stratégie d'EDF

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, le Portugal et la Grèce et 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, et 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 Italie ou en Grèce) ou par l'acquisition d'opérateurs locaux (comme en Grèce en 2005).

Renforcer l'éolien terrestre, axe de développement prioritaire

Aujourd'hui, la filière de production d'électricité à partir d'énergie éolienne terrestre est en phase de croissance importante ; principale activité du Groupe, elle constitue actuellement son axe de développement prioritaire, avec l'objectif de conforter sa position d'acteur de référence dans le secteur de l'éolien en Europe et aux États-Unis.

En particulier, le Groupe entend tirer parti de son expertise technique en matière d'éolien terrestre en poursuivant le développement du portefeuille de projets existant qui s'élève actuellement à plus de 12 000 MW, dont près de 1 095 MW en cours de construction.

Pour ce faire, le Groupe entend notamment valoriser son expérience des partenariats créateurs de valeur pour chacune des parties et permettant le développement de projets d'envergure (à l'image du parc d'Alto Minho au Portugal — d'une capacité totale prévue de 292 MW — ou de ses partenariats en Grèce ou de ses alliances avec les filiales d'EDF en Europe).

En outre, le Groupe 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 la montée en puissance du solaire photovoltaïque

Face à l'augmentation rapide du soutien politique à l'égard du solaire photovoltaïque dans un certain nombre de pays européens, et compte tenu de la réduction de coûts que représentent les avancées technologiques et les économies d'échelle en cours de réalisation, le Groupe a décidé d'accélérer le développement de cette filière.

Dans un contexte de goulot d'étranglement de la disponibilité de panneaux solaires, et donc de prix élevés, le Groupe a commencé par sécuriser en 2007 une partie de ses besoins en signant plusieurs contrats d'approvisionnements dans des conditions économiques et de risques satisfaisantes. Les fournisseurs sont diversifiés géographiquement et par filière (silicium de qualité électronique, silicium métallurgique, Tellurure de Cadmium, silicium amorphe, etc.) pour couvrir l'ensemble des filières, et avoir les ressources adaptées à tous les cas de figure pouvant se présenter,

avec des applications au sol ou sur les toitures résidentielles, industrielles et commerciales.

Le Groupe envisage par ailleurs de développer des partenariats stratégiques dans l'amont de la filière solaire, avec comme objectif d'assurer la couverture de ses besoins en aval. En ce qui concerne le développement de fermes solaires, le Groupe duplique l'expertise acquise dans l'éolien. Il met en œuvre des moyens supplémentaires pour accélérer le développement de cette filière, en nouant des partenariats ou en prenant des participations dans des sociétés de développement, à l'instar de ce qui a été fait en Espagne en 2006 avec l'entrée au capital de la société Fotosolar, ou en 2007 avec la société Photon Power Technologies en France.

Enfin, le Groupe entend également renforcer sa position dans le secteur des énergies renouvelables réparties, c'est-à-dire le marché des particuliers et des professionnels, et en faire un relais de croissance supplémentaire. Dans ce cadre, le Groupe détient, depuis le 18 février 2008, aux côtés d'EDF, 50 % de la société EDF Energies Nouvelles Réparties. Cette société est un ensemble industriel et commercial qui a vocation à concevoir et commercialiser des offres complètes aux clients intégrant tous types d'énergies renouvelables (solaire thermique et photovoltaïque, chauffage thermodynamique et à base de bois-énergie, etc.) et de maîtrise de l'énergie.

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 entend désormais développer à un horizon 2009 ses compétences d'exploitation-maintenance en Europe également, en les déployant progressivement sur ses parcs éoliens. C'est dans ce cadre que s'inscrivent d'une part la prise de participation à hauteur de 28 % dans la société allemande Reetec pour la maintenance lourde, et d'autre part, la décision d'investissement dans un centre de conduite des opérations et de stockage à Béziers.

Développer les autres relais de croissance

Outre la filière éolienne terrestre et le solaire photovoltaïque, actuels axes de développement prioritaires du Groupe, EDF Energies

Nouvelles développe son activité sur des filières qui devraient atteindre un stade de maturité et des niveaux de croissance similaires ou supérieurs à moyen terme, tout en conservant un profil de risques limité et donc en faisant preuve d'une sélectivité forte :

- éolien *offshore* : impliqué dans un premier projet d'éoliennes offshore en Belgique, l'un des plus importants d'Europe, le Groupe envisage de développer davantage cette filière, tout en restant sélectif ;
- solaire, hors photovoltaïque : le Groupe étudie des projets solaires thermodynamiques tout en restant prudent et en se concentrant sur certains projets alliant qualité du site et technologie prouvée ;
- énergies marines : le Groupe mène des études dans ce secteur, notamment en France et aux États-Unis. C'est dans ce cadre que s'inscrit l'accord signé début 2008 avec la société REH pour étudier le déploiement dans l'hémisphère nord et à La Réunion, du procédé CETO utilisant la force des vagues pour produire de l'électricité ;
- biomasse : avec l'appui de la recherche-développement d'EDF, le Groupe poursuit ses efforts en matière de biomasse, avec notamment une usine combinant cogénération et biomasse en Espagne ;
- biocarburants : le Groupe a pris en 2007 une participation de 25 % dans la société Alcogroup, un des leaders européens de la distribution d'éthanol, détenant également 51 % dans un projet de production de bioéthanol de première génération en cours de construction à Gand en Belgique ;
- biogaz (gaz de décharge) : le Groupe a pris en 2007 une participation majoritaire dans la société Verdesis. L'activité de Verdesis 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 agricoles.

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 d'optimisation et de 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 en particulier importante aux États-Unis, où certaines *utilities* ont pour politique d'être propriétaires de centrales éoliennes et de ne pas être acheteurs d'électricité produite par des tiers. Dès lors, un marché de niche du développement, de la vente et de la construction de centrales éoliennes s'est développé pour certains acteurs bénéficiant de portefeuilles de projets importants et de qualité dans le territoire couvert par ces *utilities*. Le Groupe a pénétré ce marché et en est maintenant l'un des acteurs majeurs ; il continuera de valoriser ainsi son portefeuille qu'il renouvelle systématiquement dans ces régions où l'alternative « propriétaire/investisseur/vendeur d'électricité » est souvent inexistante. Le Groupe poursuivra également sa stratégie visant à assurer autant que possible, pour le compte des *utilities*, l'exploitation-maintenance des parcs ainsi cédés.

D'une manière générale, le Groupe entend poursuivre le développement de cette filière d'activité aussi bien dans l'éolien que dans le solaire dans les pays où il disposera d'actifs développés ne lui procurant pas la rentabilité exigée pour être conservés en portefeuille.

6.4. Présentation du marché et position concurrentielle

Le marché des énergies renouvelables bénéficie actuellement d'une triple dynamique à la fois environnementale, réglementaire et technologique. La préservation de l'environnement est aujourd'hui devenue une préoccupation importante à travers le monde. La prise de conscience croissante des particuliers ainsi que des pouvoirs publics des problématiques environnementales a ainsi favorisé le développement des énergies renouvelables.

Dans ce cadre, à 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 « Environnement législatif et réglementaire »).

La directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables (dite directive « Energies 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 à l'horizon 2010. La directive « Energies Renouvelables » fixe ainsi un objectif moyen de 22 % pour l'Union européenne à cet horizon.

6

Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

Le tableau ci-dessous présente les objectifs fixés par la directive « Energies Renouvelables » en termes de part d'électricité consommée produite à partir de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 pour l'Europe des 15 ainsi que les niveaux atteints au 31 décembre 2006 :

Pays	Objectif 2010 assigné par la directive « Énergies Renouvelables » (en %)	Niveau réel au 31 décembre 2006 (en %)
Allemagne	12,5 %	12,47 %
Autriche	78,1 %	62,89 %
Belgique	6,0 %	2,98 %
Danemark	29,0 %	26,59 %
Espagne	29,4 %	18,38 %
Finlande	31,5 %	25,54 %
France	21,0 %	12,38 %
Grèce	20,1 %	13,92 %
Irlande	13,2 %	9,67 %
Italie	25,0 %	14,82 %
Luxembourg	5,7 %	3,60 %
Pays-Bas	9,0 %	5,67 %
Portugal	39,0 %	29,94 %
Royaume-Uni	10,0 %	4,65 %
Suède	60,0 %	48,47 %
TOTAL UNION EUROPÉENNE	22 %	14,65 %

Source : Baromètre européen 2007, 7^e bilan - État des énergies renouvelables, EurObserv'ER.

Par ailleurs, une proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables a été présentée par la Commission Européenne le 23 janvier 2008.

La directive proposée 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 (voir le paragraphe 6.7.2 « La réglementation communautaire »).

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 tableau ci-dessous présente les objectifs de la France pour 2010 et 2015 (en mégawatts).

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*). 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. Plus d'une vingtaine 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 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 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 la filière éolienne, 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, l'Union européenne, elle, a fixé des objectifs clairs dans la directive « Énergies Renouvelables » qui, bien qu'indicatifs, engagent fortement les pays membres.

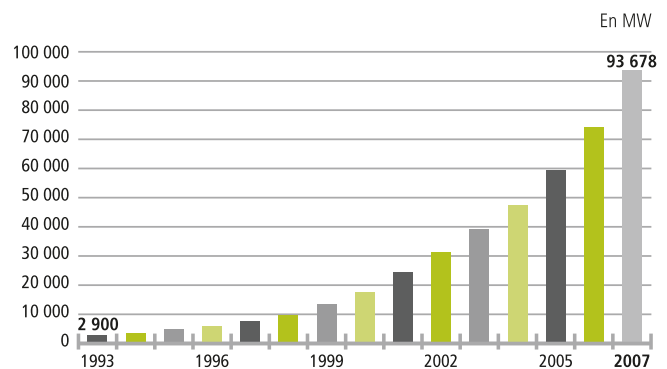
6.4.1. L'ÉOLIEN : UN MARCHÉ PRÉSENTANT D'ATTRAYANTES PERSPECTIVES DE CROISSANCE

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 plus de 93 000 MW en 2007.

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



Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien, n° 183, février 2008, EurObservER.

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	19 288	27,3 %	93 678	25,9 %

Source : Systèmes Solaires, Baromètres éoliens de février 2007, 2006, et 2008, EurObservER.

6

Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

Au cours de l'année 2007, une capacité supplémentaire de 19 288 MW a été installée contre 15 155 MW en 2006, soit une augmentation de plus de 27 % ; la capacité éolienne mondiale s'établit désormais à 93 678 MW. Cette situation s'explique à la fois par une croissance significative du marché asiatique (chinois et

indien en particulier), mais également par une forte augmentation du niveau d'installations aux États-Unis. La reconduction de la *Production Tax Credit* jusqu'au 31 décembre 2008 a rassuré les investisseurs américains qui ont installé 5 215 MW en 2007.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la capacité éolienne installée cumulée dans le monde en 2006 et 2007, en distinguant les grandes zones géographiques :

Zones géographiques	Capacité cumulée fin 2006 (en MW)	Capacité cumulée fin 2007 (en MW)	Capacité installée en 2007 (en MW)	% de la capacité installée en 2007
Amérique du Nord	13 063	18 588	5 525	28,6 %
Europe	48 687	57 015	8 328	43,2 %
Asie	10 650	15 792	5 142	26,7 %
Autres régions du monde	1 990	2 283	293	1,5 %
TOTAL DE LA CAPACITÉ INSTALLÉE (en MW)	-	-	19 288	100,0 %
TOTAL DE LA CAPACITÉ CUMULÉE (en MW)	74 390	93 678	-	-

Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2008, EurObservER.

En termes de capacité installée cumulée fin 2007, l'Allemagne, l'Espagne et les États-Unis étaient les trois principaux marchés de l'éolien, représentant 58 % de la capacité installée dans le monde. Plus généralement, les dix premiers marchés représentaient, fin 2007, 87 % de la capacité éolienne installée dans le monde.

L'éolien en Europe

En 2007, la capacité éolienne cumulée installée en Europe a atteint 57 015 MW contre 48 687 MW à la fin 2006, soit une augmentation de plus de 17 %. 8 328 MW de capacité éolienne ont ainsi été installés au cours de l'année 2007 (Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2008, EurObservER).

En 2007, les pays européens ayant connu l'installation de capacité éolienne la plus importante étaient respectivement l'Espagne (3 515 MW), l'Allemagne (1 667 MW), la France (718 MW), l'Italie (633 MW), le Portugal (469 MW) et le Royaume-Uni (427 MW). En capacité installée cumulée, deux pays disposent d'une capacité supérieure à 10 GW, l'Allemagne (22 247 MW) et l'Espagne (15 145 MW), et, outre ces derniers, six pays disposent d'une capacité installée supérieure à 1 GW, le Danemark (3 132 MW), l'Italie (2 726 MW), la France (2 455 MW), le Royaume-Uni (2 388 MW), le Portugal (2 150 MW) et les Pays-Bas (1 747 MW).

L'éolien en France

Avec une capacité totale installée de 2 455 MW fin décembre 2007 contre 1 737 MW fin 2006, la France a connu une croissance de son parc de plus de 40 % par rapport à 2006, après un doublement réalisé entre 2005 et 2006 (Source : Systèmes Solaires, Baromètre éolien de février 2008, EurObservER).

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.

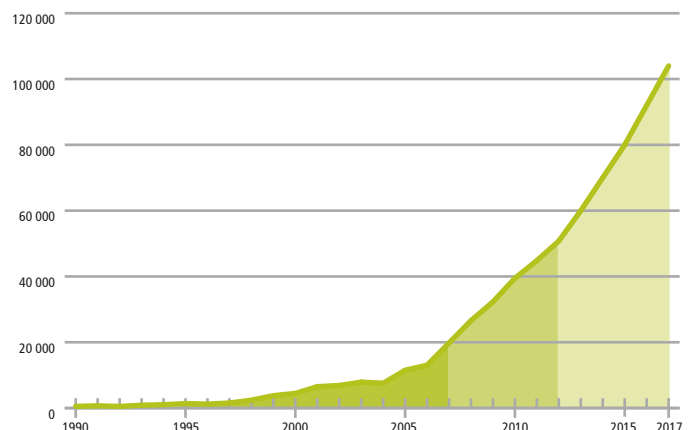
Perspectives

Selon BTM Consult ApS (*International Wind Energy Development, BTM Consult ApS, mars 2008*), la capacité éolienne totale installée cumulée dans le monde devrait atteindre 287 940 MW en 2012, soit plus du triple de la capacité actuelle. La capacité annuelle installée devrait atteindre 50 785 MW en 2012, soit une augmentation de 157 % par rapport à 2007, avec de fortes disparités entre les régions et les pays.

L'Europe resterait le marché le plus important mais sa part de marché devrait diminuer, atteignant 45 % en 2012. Le marché américain, lui, passerait à 75 891 MW en 2012, soit quasiment un quadruplement de la capacité installée cumulée. L'Asie du Sud-Est devrait également connaître un développement important, passant à 67 548 MW en 2012, l'Inde et la Chine ayant la croissance la plus significative.

A l'horizon 2017, selon BTM Consult ApS (*International Wind Energy Development, BTM Consult ApS, mars 2008*), la capacité éolienne totale installée cumulée dans le monde devrait atteindre environ 690 000 MW, soit plus de sept fois la capacité actuelle.

Le graphique ci-dessous présente les prévisions de développement de la capacité éolienne installée dans le monde, en MW, entre 1990 et 2017 :



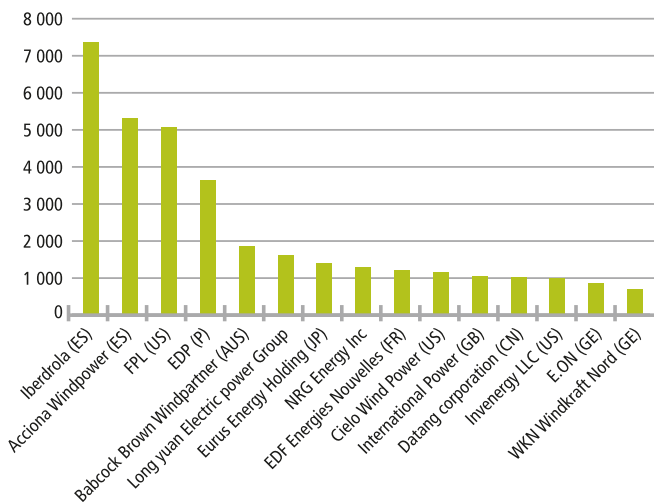
Source : International Wind Energy Development, World Market Update 2007, BTM Consult ApS, mars 2008.

Principaux acteurs et position concurrentielle

En 2007, le Groupe était le 9^e acteur mondial du secteur de l'éolien en termes de capacité installée (Source : *International Wind Energy Development, BTM Consult ApS, mars 2008*). Ses principaux concurrents sont essentiellement les producteurs et/ou distributeurs historiques d'électricité, comme les espagnols Endesa et Iberdrola, par l'intermédiaire de sa filiale Iberdrola Renovables, le portugais Energias de Portugal (EDP) ou l'italien Enel, les grandes utilities américaines, telles que Florida Power & Light (FPL), ou des intervenants plus récents, tels que Babcock & Brown ou le japonais Eurus.

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 présent tant en Amérique du Nord qu'en Europe, où il est implanté dans neuf pays. En outre, son marché historique, la France, ne représente qu'environ 6,1 % de sa capacité éolienne installée au 31 décembre 2007, contre 43,1 % pour le reste de l'Europe (Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie, Allemagne) et 50,8 % pour les États-Unis.

Le graphique ci-dessous présente les principaux acteurs mondiaux en 2007 d'électricité à partir d'énergie éolienne en termes de capacité installée (en MW) :



Source : *International Wind Energy Development, World Market Update 2007, BTM Consult ApS, mars 2008*.

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-Parques Eólicos em Portugal, décembre 2007*) tandis qu'en Grèce, suite à l'acquisition du groupe Ktistor, le Groupe est devenu le troisième acteur éolien en termes de capacité installée (Source : *Hellenic Wind Energy Association, 2007*). Au Royaume-Uni, le Groupe dispose d'une capacité installée de 103,2 MW. En Italie en décembre 2007, le Groupe disposait de trois parcs éoliens d'une capacité cumulée de 164,1 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 Mexique, où il développe actuellement un projet éolien.

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 (en ce compris la fourniture de prestations d'exploitation-maintenance).

La problématique d'approvisionnement des turbines affecte également la position concurrentielle des développeurs éoliens selon qu'ils ont ou non sécurisé des contrats d'approvisionnement avec les fournisseurs de turbines. Certains des concurrents du Groupe bénéficient d'une intégration en amont, disposant à la fois d'une activité de production d'électricité d'origine éolienne tout en étant également fabricants des éléments techniques des éoliennes, comme par exemple l'espagnol Gamesa, qui exploite des fermes éoliennes et fabrique des turbines. Le Groupe, lui, mène une politique dynamique de sécurisation de son approvisionnement en turbines. A ce titre, enXco, la filiale américaine du Groupe, a conclu des accords avec General Electric Wind et REpower lui assurant l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines aux États-Unis pour 2008 et 2009 ainsi qu'une partie de 2010.

De même, EDF Energies Nouvelles a conclu des accords du même type pour l'Europe avec REpower, Enercon et Vestas destinés à couvrir l'intégralité de ses besoins en turbines pour 2008 et 2009 ainsi que pour une partie de 2010 (voir le chapitre 22 « Contrats importants »).

6

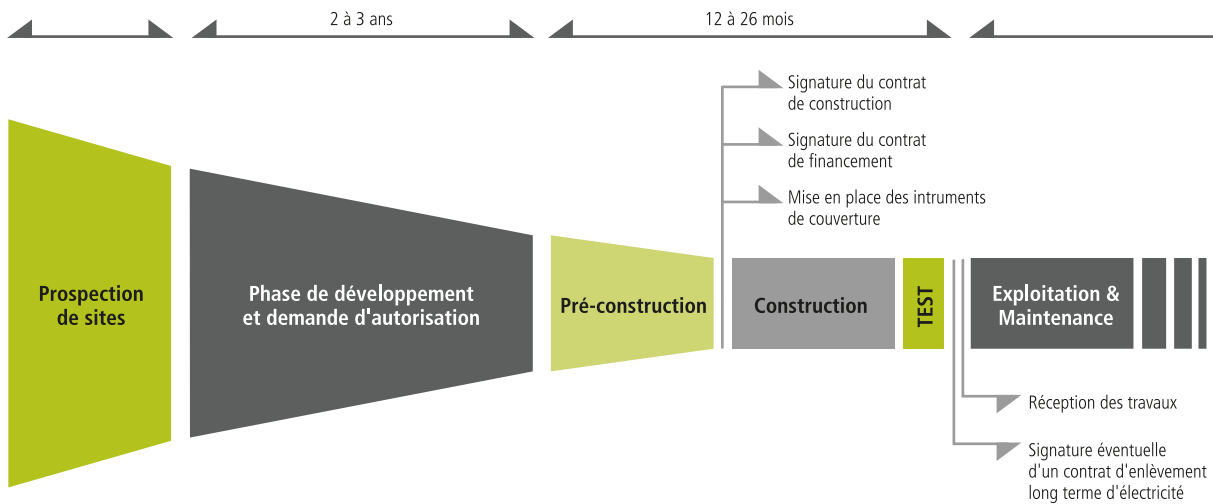
Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

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. 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 Wind, 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) mais aussi et surtout en fonction de la disponibilité des turbines. Dans le contexte de croissance du marché de l'éolien et donc de l'accroissement de la demande des développeurs, tout développeur qui a su sécuriser des contrats d'approvisionnement de turbines bénéficie en effet d'un avantage concurrentiel important pour la construction de projets éoliens. Le Groupe y porte donc une grande attention (voir le chapitre 22 « Contrats importants »).

Enfin, il convient de s'assurer du financement de la construction 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 (voir le paragraphe 6.5.1.2.a « États-Unis et Canada »).

Dans cette phase, on peut distinguer deux étapes : avant ou après obtention de toutes les autorisations requises. Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose ainsi de plus de 12 000 MW en développement (c'est-à-dire avant obtention des autorisations), dont 940 MW bénéficiant de toutes les autorisations requises.

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 2007, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets éoliens en construction de 1 095 MW.

L'exploitation-maintenance

À 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 ».

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 « Activités de Développement - vente d'actifs structurés ») 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 spécialisée dans l'exploitation de sites pour le compte de tiers.

Aux États-Unis, la mise en service et l'exploitation de parcs éoliens sont 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 « États-Unis et Canada »).

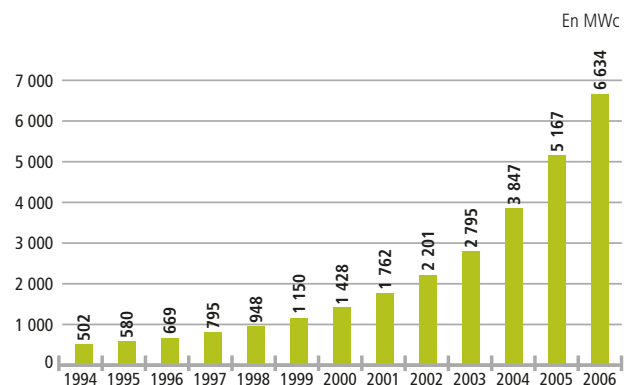
6.4.2. LE SOLAIRE : DES OPPORTUNITÉS DE CROISSANCE

La filière solaire regroupe le solaire photovoltaïque et le solaire thermique. Le solaire photovoltaïque transforme directement une partie du rayonnement solaire en électricité, généralement en utilisant des panneaux de silicium pouvant être reliés entre eux (en Europe, il faut actuellement une surface de l'ordre de 8 à 10 m² pour atteindre une puissance de 1 kWc). 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.

La filière solaire a d'abord été développée à petite échelle afin de répondre à des besoins spécifiques. En effet, le photovoltaïque permet notamment de satisfaire aux besoins d'électrification des sites isolés et le solaire thermique basse température permet essentiellement le chauffage de l'eau chaude sanitaire.

Aujourd'hui la filière du photovoltaïque est un marché en très forte croissance. Depuis 1994, la capacité installée mondiale est passée de 502 MWc à plus de 6 600 MWc en 2006. Le taux de croissance annuel moyen des capacités est régulier et proche de 35 % depuis 1998 (Source : *Solar Generation IV – 2007, European Photovoltaic Industry Association*).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution de la capacité installée dans le monde depuis 1994 (en MWc) :



Source : *Solar Generation IV – 2007, European Photovoltaic Industry Association (EPIA)*.

En 2006, l'accélération de la croissance s'est poursuivie avec une augmentation des capacités de 1 467 MWc. Cette progression est tirée essentiellement par l'Allemagne, le Japon et les États-Unis, qui représentent 73 % du marché mondial.

Le tableau ci-dessous présente la répartition des capacités mondiales par pays :

	Capacité installée en 2005 (en MWc)	Capacité installée en 2006 (en MWc)	Capacité cumulée en 2006 (en MWc)	% de la capacité installée en 2006
Allemagne	1 780	750	2 530	38
Espagne	57	63	120	2
États-Unis	479	141	620	9
Japon	1 418	290	1 708	26
Reste du monde	1 433	223	1 656	25
TOTAL	5 167	1 467	6 634	100

Source : Solar Generation IV – 2007, European Photovoltaic Industry Association (EPIA).

Dans l'ensemble des pays, la tendance est à une évolution favorable des obligations d'achat de l'électricité de sources solaires photovoltaïques des installations connectées au réseau. Par ailleurs, la filière solaire, à la fois photovoltaïque et thermique, fait l'objet d'importantes recherches de nouvelles technologies, afin de diminuer son coût de revient, et promet un fort potentiel de développement à une échelle plus importante à l'avenir. Des technologies innovantes, qui pourraient constituer une alternative au silicium et apporter des solutions plus attrayantes en termes de coût et de productivité, sont actuellement en cours de développement.

L'EPIA prévoit un taux de progression supérieur à 25 % de la capacité mondiale cumulée du photovoltaïque entre 2006 et 2012. Celle-ci devrait atteindre ainsi 44 000 MW à cet horizon.

Depuis plus de dix ans, le Groupe est présent sur les deux filières solaire, photovoltaïque et solaire thermique, dans les DOM. A la date d'enregistrement du présent document de référence, le Groupe dispose d'une centrale photovoltaïque en Italie et d'une autre en Californie. Il a également pris des participations dans plusieurs acteurs du secteur (Photon Power Technologies et Fotosolar) (voir le paragraphe 6.5.4 « Solaire »).

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 3 137 TWh en 2006 (Source : 9^e inventaire, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2007, 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.

Contrairement à d'autres filières, l'hydraulique est particulièrement dépendante de la géographie des pays. Ainsi, en Europe, plus de 80 % du parc est installé dans les pays propices à cette filière que sont l'Italie, la France, l'Espagne, l'Allemagne et la Suède.

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 2006 dans les pays disposant des capacités les plus importantes :

Pays	Production 2006 (TWh)	Part de production mondiale
Canada	355,4	11,3 %
Chine	443,2	14,1 %
Brésil	347,8	11,1 %
États-Unis	307,8	9,8 %
Russie	169,6	5,4 %
Norvège	119,8	3,8 %
Japon	97,5	3,1 %
Inde	112,2	3,6 %
France	61,1	1,9 %
Suède	61,7	2,0 %
Reste du monde	1 061,1	33,8 %
MONDE	3 137,3	100 %

Source : 9^e inventaire, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2007, EurObserv'ER.

Le Groupe intervient dans la filière de la petite hydraulique en France ainsi que dans la grande hydraulique en Bulgarie ; ses activités de petite hydraulique exploitées en Espagne ont été cédées en 2006 (voir le paragraphe 6.5.2 « Hydraulique »). 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. 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 2006, 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 62,4 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep), soit 3,1 Mtep de plus qu'en 2005. A cela s'ajoute l'énergie primaire provenant de la combustion directe des déchets urbains solides d'origine renouvelable en unités d'incinération. Ils représentaient en 2006 une production de 5,3 Mtep, soit 0,1 Mtep de plus qu'en 2005 (Source : Baromètre de la biomasse solide, Systèmes Solaires n° 182, décembre 2007, EurObserv'ER).

A travers le monde, la production d'électricité issue de la biomasse devrait maintenir un rythme de croissance régulier dans les années à venir (Source : 9^e inventaire, La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2007, Observ'ER).

6

Aperçu des activités

Présentation du marché et position concurrentielle

Le tableau ci-dessous présente les principaux pays producteurs d'électricité à partir de biomasse en 2006 (en TWh) :

Pays	Production 2006 (TWh)	Part de production mondiale
États-Unis	58,7	29,3 %
Brésil	14,6	7,3 %
Finlande	11,8	5,9 %
Allemagne	19,7	9,9 %
Japon	11,6	5,8 %
Canada	9,0	4,5 %
Royaume-Uni	9,3	4,6 %
Espagne	8,2	4,1 %
Reste du monde	57,2	28,6 %
MONDE	200,1	100,00 %

Source : 9^e inventaire, *La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, 2007*, 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) ainsi que de trois autres projets en développement (utilisation

de résidus d'olives, de tomates, de melons et de sorgho) (voir le paragraphe 6.5.3 « Biomasse »).

6.4.5. PRODUCTION THERMIQUE ET 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.

En France, en 2007, la capacité installée cumulée des installations de cogénération n'a pas évolué sensiblement depuis 2005 et atteignait 5 000 MW (Source : *Sénet-Rapport d'information « Approvisionnement électrique : l'Europe sous tension »*) ; la reprise de la croissance de la filière de la cogénération dépendra

de la levée de plusieurs freins à la fois réglementaires, contractuels et tarifaires.

Dans le domaine de la cogénération, un nombre important d'acteurs interviennent sur le marché, notamment Elyo et Dalkia.

La cogénération est une activité historique du Groupe menée exclusivement en France et développée avant même l'entrée d'EDF au capital. La capacité installée du Groupe de production thermique et de cogénération atteignait 69,5 MW au 31 décembre 2007, soit 4,82 % de la capacité installée totale (voir le paragraphe 6.5.5 « Production thermique et cogénération à partir d'énergies fossiles »).

6.4.6. 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 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 ;

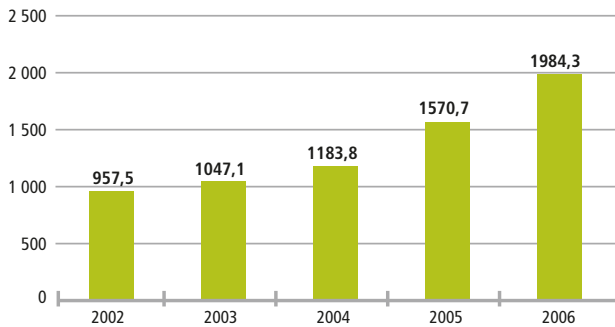
➤ le solaire photovoltaïque : les panneaux solaires photovoltaïques situés sur le toit du bâtiment, en façade ou au sol produisent de l'électricité qui peut être utilisée dans le bâtiment ou vendue au réseau électrique ;

➤ 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'en assurer le chauffage ; ces systèmes sont très performants car ils consomment une quantité d'électricité plusieurs fois inférieure à l'énergie restituée ;

➤ les appareils à bois : poêles, cheminées à foyer fermé, chaudières 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.

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

Le graphique ci-dessous présente l'évolution du marché* français des équipements utilisant les énergies renouvelables pour le secteur résidentiel, en valeur 2002-2006 (en millions d'euros) :

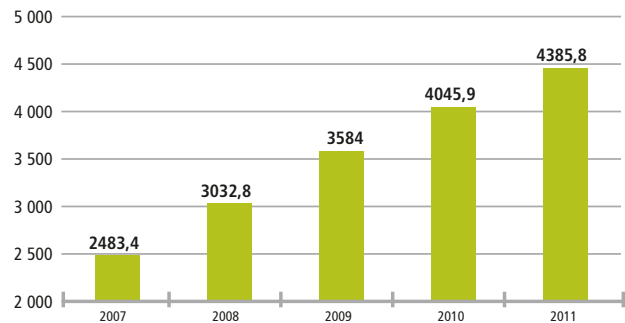


(Source : *Marché des Energies Renouvelables dans le secteur résidentiel en France, MSI, janvier 2007*)

Le marché français des équipements utilisant les énergies renouvelables pour le secteur résidentiel a connu une croissance soutenue sur la période avec près de 20 % en rythme annuel moyen. Cette hausse a notamment été soutenue à partir de 2004 par l'augmentation du prix du pétrole et du fioul, puis de celui du gaz et du charbon. Par ailleurs, le développement de la réglementation

et des incitations financières, la première desquelles étant le crédit d'impôt, a contribué à un réel démarrage de la filière. Cela s'est traduit par un quasi-doublement du marché en valeur entre 2003 et 2006, avec un taux de croissance annuel moyen proche des 30 %.

Le graphique ci-dessous présente les perspectives 2007-2011 du marché français des équipements utilisant des énergies renouvelables pour le secteur résidentiel (en millions d'euros) :



(Source : *Marché des Energies Renouvelables dans le secteur résidentiel en France, MSI, janvier 2007*)

Le Groupe développe actuellement, en partenariat avec EDF, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties, à travers EDF Energies Nouvelles Réparties (voir le paragraphe 6.5.6 « Énergies renouvelables réparties »).

6.4.7. BIOCARBURANTS : UN MARCHÉ EN FORT DÉVELOPPEMENT

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 5,38 Mtep en 2006, soit une croissance de 79,7 %. Ces efforts portent la part des biocarburants à environ 1,8 % de la consommation totale des carburants dans les transports (estimée à 296 Mtep), contre 1 % en 2005 (pour une consommation totale estimée à quelque 293 Mtep) (Source : *Baromètre des biocarburants, Systèmes Solaires mai 2007, EurObserver*).

Le bioéthanol représentait en 2006 16,3 % du contenu énergétique des biocarburants dédiés au transport au sein de l'Union européenne, derrière le biodiesel (71,6 %) et devant les autres

biocarburants (12,1 %, huile végétale et biogaz). Entre 2005 et 2006, la consommation de bioéthanol a augmenté de 57,5 % et celle de biodiesel de 71,4 %.

La France est restée en 2006 le deuxième pays consommateur de biocarburants. Sa consommation a augmenté de 62,7 % pour atteindre, selon le ministère de l'Industrie, 682 000 tep (soit 1,6 % de la consommation nationale de carburant), dont 78 % de biodiesel et 22 % pour le bioéthanol. Cette augmentation s'explique essentiellement par une forte volonté politique de développer le secteur ; la France s'est ainsi dotée d'un plan biocarburant ambitieux prévoyant d'atteindre un taux d'utilisation dans les transports de 5,75 % en 2008 puis de 10 % en 2015 (Source : *Baromètre des biocarburants, Systèmes Solaires mai 2007, EurObserver*).

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 6.5.7 « Biocarburants »).

6.4.8. 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 2006, la production de biogaz a atteint près de 5,3 millions de tonnes équivalent pétrole, en croissance de 13,6 % par rapport à

2005 (Source : *Baromètre du biogaz, Systèmes Solaires mai 2007, EurObserver*). Le Groupe s'est implanté sur ce marché en 2007, avec une prise de participation majoritaire dans Verdesis (voir le paragraphe 6.5.8 « Biogaz »).

* La taille du marché correspond aux ventes réalisées en France par les fabricants français ainsi que les importations, mais exclut les exportations.

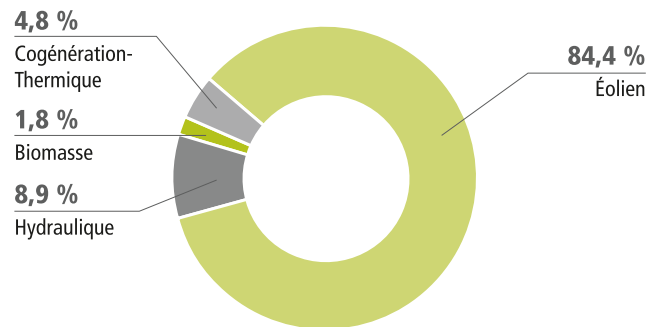
6.5. Description des principales activités du Groupe

EDF Energies Nouvelles intervient sur le marché des énergies renouvelables et particulièrement dans la production d'électricité verte. Avec un développement centré depuis quelques années sur l'éolien, le Groupe est également présent sur d'autres filières d'énergies renouvelables : hydraulique, solaire et biomasse. Le Groupe exerce également une activité historique dans le secteur de la cogénération et de la production thermique à partir d'énergies fossiles qui ne constitue plus un axe de développement. Il est présent en Europe, notamment, en France, en Italie, au Royaume-Uni, au Portugal, en Grèce, en Bulgarie, en Espagne, en Allemagne et en Belgique, en Amériques, notamment aux États-Unis, au Canada, au Mexique, ainsi qu'en Inde.

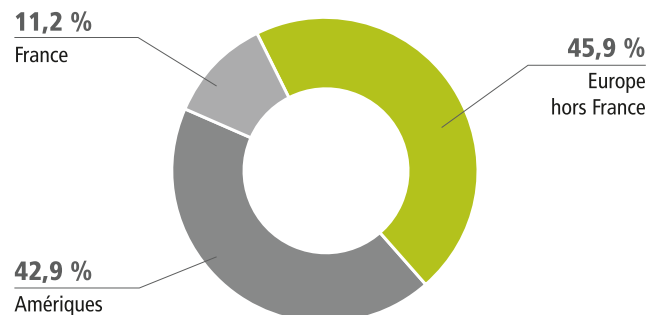
Outre son activité de production, le Groupe mène par ailleurs une activité de Développement-vente d'actifs structurés consistant notamment à vendre des projets éoliens et solaires et à offrir des produits et services financiers autour des énergies renouvelables. Il développe, en partenariat avec EDF, sa présence dans le secteur des énergies renouvelables réparties et de la maîtrise de l'énergie. Enfin, le Groupe se développe dans le secteur des biocarburants, les biogaz et l'énergie produite par les vagues.

Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose d'une capacité installée de 1 442,6 MW (dont 1 035,2 MW détenus en propre). Par ailleurs, 1 100 MW (dont 630,4 MW devant être détenus en propre) sont en cours de construction pour compte propre et pour compte de tiers.

La répartition par filière de la capacité installée brute du Groupe (hors centrales vendues) au 31 décembre 2007 est la suivante :



La répartition géographique de la capacité brute installée du Groupe (hors centrales vendues) au 31 décembre 2007 est la suivante :



6.5.1. ÉOLIEN

L'éolien est la principale activité du Groupe, ayant représenté 73,92 % des ventes d'électricité du Groupe en 2007. Au 31 décembre 2007, le Groupe disposait en éolien de 1 217,9 MW installés (dont 871,4 MW détenus en propre), soit 84,4 % de la capacité installée totale du Groupe. Par ailleurs, 1 095 MW sont en cours de construction (dont 630 MW devant être détenus en propre) au 31 décembre 2007 contre 615 MW au 31 décembre 2006. En 2007, le Groupe a mis en service 441 MW supplémentaires en capacité brute et 268 MW supplémentaires en capacité nette.

6.5.1.1. Europe

En Europe, le Groupe est présent dans sept pays, essentiellement en France et en Europe du Sud (Portugal, Italie, Grèce) mais également au Royaume-Uni, en Allemagne et en Belgique. Au 31 décembre 2007, les parcs éoliens situés en Europe représentent 49,2 % de la capacité installée éolienne totale du Groupe.

(a) France

Une position de leader

La France est le marché historique du Groupe ; le Groupe a installé ses premières éoliennes de petite puissance (40 éoliennes de 60 kW) en 1999 à Petit Canal en Guadeloupe puis ses premières éoliennes de grande puissance (20 éoliennes de 600 kW) en 2000 à Ersa et Rogliano en Haute-Corse. Entre 2000 et 2007, la capacité éolienne totale installée du Groupe en France est passée de 2,4 MW à 73,8 MW.

Avec 73,8 MW de capacité installée au 31 décembre 2007 (dont 57,8 MW détenus en propre), l'éolien représentait environ 45,6 % de la capacité totale installée du Groupe en France. En outre, le Groupe a développé et exploite actuellement des parcs éoliens d'une capacité cumulée de 69,5 MW dans le cadre du programme « Plein Vent » (voir le paragraphe 6.5.10 « Activités de Développement-vente d'actifs structurés »).

Les parcs éoliens de Petit Canal 2 (3,3 MW), Petit Canal 3 (1,5 MW), Petit François (2,2 MW) en Guadeloupe et Sainte Rose (6,3 MW) à la Réunion, sont intégralement détenus par des investisseurs tiers mais sont consolidés par le Groupe à 100 % afin de tenir compte des promesses de vente consenties par lesdits investisseurs sur l'intégralité de leurs participations au profit du Groupe et pouvant être levées entre 2007 et 2011.

Le Groupe a mis en service en octobre 2007 le parc de Luc-sur-Orbieu (Aude) d'une capacité totale de 16 MW. Sur ces 16 MW, 4 MW ont été cédés à un tiers dans le cadre de l'activité de Développement – vente d'actifs structurés du Groupe, qui conserve donc 12 MW. De même, le Groupe a cédé en mars 2007 la majeure partie du parc de Lou Paou (soit 12 MW) dans le cadre de son activité de Développement – Vente d'actifs structurés et n'en conserve plus donc que 2 MW.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en France en exploitation au 31 décembre 2007 était 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	0 %
Petit François (Guadeloupe)	2,2	décembre 2002	0 %
Petit Canal 3 (Guadeloupe)	1,5	avril 2003	0 %
Bouin-Côte de Jade (Vendée)	12,0	juillet 2003	90 %
Oupia (Hérault)	8,1	avril 2004	96 %
Sainte Rose (Réunion)	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 %
TOTAL	73,8	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	57,8	n.a.	n.a.

En France, les activités éoliennes d'EDF Energies Nouvelles sont conduites par EDF Energies Nouvelles France, sa filiale à 100 %. Basée à La Défense à proximité de Paris, la société comptait 59 salariés au 31 décembre 2007. EDF Energies Nouvelles 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 12 MW) que d'implantation géographique.

EDF Energies Nouvelles France s'appuie sur des équipes d'ingénieurs expérimentées dont une partie installée en région (notamment Béziers, dans l'Hérault). Cela lui permet notamment de faire face à deux contraintes rencontrées par le Groupe dans son développement

en France : la lourdeur des procédures administratives et les recours contre les permis de construire.

Un portefeuille de projets important

Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose d'un portefeuille de projets éoliens en construction d'une capacité cumulée de près de 327,9 MW.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Les parcs éoliens en cours de construction par le Groupe en France et destinés à être détenus en propre au 31 décembre 2007 étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Villesèque (Aude)	50,6	2 ^e trimestre 2008	100 %
Chemin d'Ablis (Eure-et-Loir)	52,0	3 ^e trimestre 2008	100 %
Castanet 1 (Hérault)	11,5	4 ^e trimestre 2008	100 %
Salles-Curan (Aveyron)	8,7	4 ^e trimestre 2008	69 %
Fiennes (Pas-de-Calais)	11,5	1 ^{er} trimestre 2009	100 %
Veulette (Seine Maritime)	8,0	1 ^{er} trimestre 2009	51,0 %
Sauveterre (Tarn)	12,0	1 ^{er} trimestre 2009	100 %
Nord Bassin de Thau (Hérault)	26,0	2 ^e trimestre 2009	100 %
Fraisse sur Argout (Hérault)	23,0	2 ^e trimestre 2010	100 %
TOTAL	281,6	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	250,7	n.a.	n.a.

Les parcs éoliens en cours de construction par le Groupe en France pour compte de tiers dans le cadre de l'activité de Développement – vente d'actifs structurés, au 31 décembre 2007 étaient les suivants :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service
Castanet 2 - La Tourelle (Hérault)	2,3	4 ^e trimestre 2008
Les Barthes (Haute-Loire)	16,0	2008/2009 ⁽¹⁾
Fierville	28,0	2 ^e trimestre 2009
TOTAL	46,3	n.a.

(1) Le parc des Barthes sera mis en service en deux étapes, la première phase au 4^e trimestre 2008 et la seconde au 3^e trimestre 2009.

En 2008, la stratégie de développement de parcs de puissance supérieure à 12 MW sera poursuivie.

(b) Portugal

Une place privilégiée au Portugal

Le marché national de l'éolien est fortement concentré dans la mesure où les cinq premiers acteurs en termes de capacité installée détiennent 70 % de la capacité éolienne en exploitation.

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 5,3 % au 31 décembre 2007 (Source : *Étude Inegi-Parques Eólicos em Portugal, décembre 2007*). 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'Etat portugais à l'Environnement et ancien membre du Parlement Européen.

Avec la mise en service de parcs de Montemuro (10 MW), Centro (40 MW), Espiga (6 MW), Cerveirenses (10 MW) et Arga (36 MW) ainsi que de l'extension du parc de Cabreira (4 MW), un total de 106 MW a été mis en exploitation entre le 1^{er} janvier 2005 et le 31 décembre 2007 dans les régions nord et centre du pays.

Au 31 décembre 2007, le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation au Portugal était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de début de mise en service	Détention (en %)
Cabreira	37,8	septembre 2002	100 %
Cabreira (extension)	4,0	octobre 2005	100 %
Espiga	6,0	octobre 2005	42,5 %
Cerveirenses	10,0	novembre 2005	42,5 %
Montemuro	10,0	novembre 2005	100 %
Centro	40,0	mars 2006	31,6 %
Arga	36,0	juin 2006	42,5 %
TOTAL	143,8	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	86,6	n.a.	n.a.

Un développement ambitieux

Au cours du premier semestre 2007, EDF EN Portugal a démarré la construction de deux projets éoliens terrestres majeurs : Ventominho (240 MW) et Arada (112 MW).

Situé au nord-ouest du pays, à la frontière espagnole, le projet éolien d'Alto Minho, d'une puissance cumulée de 292 MW (dont 240 MW sont en construction, dans le parc de Ventominho) sera le plus grand projet éolien du Portugal. Ce projet de très grande envergure, situé dans la vallée du Minho, est un projet multi-parcs conduit par EDF EN Portugal et son associé Eolverde (filiale d'Endesa et de DST). Le projet est organisé en deux phases : la première phase, constituée des parcs éoliens d'Espiga, de Cerveirenses et d'Arga

est en service depuis juin 2006 ; la deuxième phase, constituée du parc de Ventominho, d'une capacité de 240 MW, sera la plus grande centrale *onshore* en Europe en un seul point de connexion au réseau. En avril 2008, 152 MW de ce parc ont été mis en service ; les 88 MW restants seront mis en service au cours de l'année 2008.

Le projet de parc éolien d'Arada (112 MW) est situé au centre du pays, dans la région de Viseu. Détenu à 100 % par EDF EN Portugal, sa mise en service est prévue pour la fin 2008.

Le Groupe a conclu en juillet 2007 deux contrats de financement de projets d'un montant global de 500 millions d'euros pour la réalisation de ces parcs.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe au Portugal en construction au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Ventominho	240	2008 ⁽¹⁾	42,5 %
Arada	112	4 ^e trimestre 2008	100 %
TOTAL	352	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	214	n.a.	n.a.

(1) 152 MW ont déjà été mis en service en avril 2008.

(c) Grèce

Un développement récent articulé autour d'une stratégie duale

EDF Energies Nouvelles s'est implanté en Grèce en 2004. Le Groupe a d'abord développé des projets en partenariat avec des développeurs locaux. En août 2005, le Groupe a considérablement accru sa présence sur le marché grec en rachetant les activités éoliennes du groupe grec Ktistor. Cette opération de croissance externe a notamment permis au Groupe d'acquiescer un portefeuille de 111 MW autorisés et financés.

L'ensemble des activités éoliennes rachetées à Ktistor a été rassemblé 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 le 20 octobre 2005. Aux termes de ce pacte, M. Fakidis bénéficie d'une option de vente sur sa participation à compter du 20 octobre 2010 ; à compter du 20 octobre 2011, cette option pourrait être exercée sans condition. EDF Energies Nouvelles bénéficie d'une option d'achat sur sa participation pouvant être exercée à tout moment.

Le développement de partenariats locaux

Alors qu'EEN Hellas mène les projets originellement développés par Ktistor, EDF Energies Nouvelles poursuit parallèlement ses partenariats avec des développeurs locaux.

Dans ce cadre, EDF Energies Nouvelles et PPC Renewables ont mis en place en 2007 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.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

Par ailleurs, en mars 2007, EDF Energies Nouvelles a encore renforcé ses positions en Grèce en prenant 75 % de la société RETD, qui développe des projets éoliens pour le compte d'EDF Energies Nouvelles depuis 2004 ainsi que des projets solaires.

Développements récents

En 2007, le Groupe était le troisième plus important acteur de l'éolien en Grèce en termes de capacité installée (*Source : Hellenic Wind Energy Association*).

Au cours de l'exercice 2007, EEN Hellas a mis en service les parcs de Perdikovouni (Grèce centrale, 24 MW) et Kalyva (Grèce centrale, 12 MW), tous deux équipés d'éoliennes d'une capacité unitaire de 3 MW.

Au 31 décembre 2007, le Groupe disposait ainsi en Grèce d'une capacité installée de 111,4 MW (dont 110,1 MW détenus en propre) et d'un portefeuille de projets éoliens en construction d'une capacité cumulée de 76 MW.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation en Grèce au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Profitis Ilias (Péloponnèse)	30	décembre 2006	100 %
Didimon (Péloponnèse)	36	janvier 2006	99 %
Rovas (Crète)	9,4	mars 2006	90,2 %
Perdikovouni (Grèce Centrale)	24	août 2007	100 %
Kalyva (Grèce Centrale)	12	août 2007	100 %
TOTAL	111,4	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	110,1	n.a.	n.a.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en construction en Grèce au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Imerovigli (Iles Ioniennes)	30	1 ^{er} trimestre 2008	90 %
Profitis Ilias (extension)	8	1 ^{er} trimestre 2008	100 %
Viotia 2	38	1 ^{er} trimestre 2009	52,2 %
TOTAL	76	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	54,8	n.a.	n.a.

Le parc éolien d'Imerovigli, d'une capacité installée de 30 MW et situé sur l'île de Kefalonia, ainsi que l'extension du parc de Profitis Ilias, d'une capacité installée de 8 MW et située dans le Péloponnèse, ont été mis en service en mars 2008.

(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. Au 31 décembre 2007, la capacité installée cumulée du Groupe au Royaume-Uni est de 103,2 MW.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en exploitation au Royaume-Uni au 31 décembre 2007 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)	16,0	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 %
TOTAL	103,2	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	103,2	n.a.	n.a.

Au Royaume-Uni, EDF Energies Nouvelles a bâti une relation privilégiée avec EDF Energy, filiale britannique d'EDF. Un accord a été passé en 2005 entre les deux sociétés portant sur un achat à long terme des ROCs et de l'électricité produite par quatre parcs éoliens en exploitation (Glassmoor, Deeping Saint Nicholas, Red House et Red Tile) situés dans les Fenlands, à l'Est de l'Angleterre, d'une capacité cumulée de 68 MW. Par ce biais, EDF Energies Nouvelles contribue aux obligations du groupe EDF au titre du système de quotas d'énergie renouvelable.

L'activité de développement de projets est réalisée par le biais d'une structure locale créée en 2001, Wind Prospect Developments Limited

(WPDL), détenue à 70 % par EDF Energies Nouvelles et à 30 % par Wind Prospect Group, une entreprise britannique spécialisée dans le développement, la construction et l'exploitation d'éoliennes.

Un développement important

En 2007, outre la mise en service du parc de Red Tile (24 MW) dans la région des Fenlands en avril, le Groupe a poursuivi les travaux de construction de deux parcs, dont la mise en service est prévue pour 2008, Walkway (14 MW) et Bicker Fen (26 MW) et lancé la construction de deux nouveaux parcs, Rusholme (24 MW) et Long Park (38 MW).

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en construction au Royaume-Uni au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Walkway (Nord-Est de l'Angleterre)	14	2 ^e trimestre 2008	50 %
Bicker Fen (East Midlands)	26	3 ^e trimestre 2008	50 %
Long Park (Écosse)	38	4 ^e trimestre 2009	50 %
Rusholme (Yorkshire)	24	1 ^{er} trimestre 2010	50 %
TOTAL	102	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	51	n.a.	n.a.

(e) Italie**L'entrée active du Groupe sur le marché italien**

EDF Energies Nouvelles est présent dans l'éolien en Italie depuis 2001 avec sa filiale EDF EN Italia, au travers d'un partenariat avec Fri-El Green Power, une entreprise familiale basée à Bolzano (Haut-Adige) et active dans les énergies renouvelables. Dans le cadre des projets italiens, Fri-El Green Power assume notamment l'ensemble des formalités relatives à l'implantation des parcs

éoliens ainsi que les relations avec les propriétaires de terrains, les municipalités et le gestionnaire du réseau électrique (GRTN/Terna) tandis qu'EDF Energies Nouvelles, sous la conduite d'Armando Manca di Villahermosa, spécialiste de la production indépendante d'électricité, prend en charge la concrétisation du projet, notamment la mise en œuvre de la construction du parc et la mise en place de son financement.

La réorganisation des activités italiennes

En avril 2007, EDF Energies Nouvelles a acquis, par l'intermédiaire de sa filiale italienne EDF EN Italia, 50 % des parcs éoliens de Nurri en Sardaigne et d'Andretta Bisaccia en Campanie, soit une capacité nette de 46,1 MW pour EDF EN Italia. Cette acquisition s'est faite auprès des deux principaux actionnaires d'EDF Energies Nouvelles à savoir le groupe EDF (via EDEV Italia) d'une part et le groupe Mouratoglou (via la Société Internationale d'Investissements Financiers) d'autre part, les 50 % restants étant détenus par Fri-El Green Power, le partenaire d'EDF Energies Nouvelles en Italie.

Le parc éolien de Nurri, 22,1 MW en Sardaigne, est en exploitation depuis novembre 2004. Celui d'Andretta Bisaccia, 70 MW en

Campanie, est pour sa part en fonctionnement depuis juillet 2005. Ces deux parcs éoliens d'une capacité brute totale de 92,1 MW, ont été développés et construits par la filiale italienne d'EDF Energies Nouvelles, en partenariat avec Fri-El Green Power. Cette opération permet à EDF Energies Nouvelles d'intégrer la totalité de ses actifs et renforce le Groupe dans sa position de propriétaire de parcs éoliens en Italie. Avec la mise en service en mars 2007 du parc éolien de Sant'Agata (72 MW) dans les Pouilles, EDF Energies Nouvelles compte, à la date d'enregistrement du présent document de référence, trois parcs éoliens en production en Italie totalisant une capacité brute de 164,1 MW dont 77,9 MW détenus en propre.

Le portefeuille de parcs éoliens du groupe en exploitation en Italie au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Nurri	22,1	novembre 2004	47,5 %
Andretta Bisaccia	70	juillet 2005	47,5 %
Sant'Agata	72	mars 2007	47,5 %
TOTAL	164,1	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	77,9	n.a.	n.a.

Le portefeuille de parcs éoliens du Groupe en construction en Italie au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Minervino Murge 1	40	4 ^e trimestre 2008	47,5 %
Campidano	72	1 ^{er} trimestre 2009	47,5 %
TOTAL	112	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	53,2	n.a.	n.a.

(f) Belgique**Un projet éolien offshore de grande envergure**

EDF Energies Nouvelles participe depuis 2003 à la construction d'un parc de 60 éoliennes en mer du Nord dans le cadre du projet C-Power. Le Groupe détient ainsi 20,8 % du consortium en charge de la construction, C-Power, aux côtés de sociétés parapubliques belges (Socofe, Ecotech et Interelectra) et d'un industriel (Dredging International, spécialiste des travaux maritimes). Au sein de ce consortium, toutes les décisions stratégiques doivent être prises à l'unanimité des actionnaires.

Ce parc, d'une capacité totale de 300 MW, sera situé à 30 kilomètres des côtes belges, dans des eaux d'une profondeur de 12 à 25 mètres. Sa phase de développement a été achevée en 2005 avec l'obtention de l'ensemble des autorisations nécessaires. Une fois mis en service, le parc devrait atteindre une production d'électricité annuelle de l'ordre de 1 TWh.

Toutes les autorisations requises ayant été obtenues (y compris permis de concession et permis de construire) les équipes ont travaillé en 2007 à l'ingénierie du projet, à la finalisation des choix techniques et à la sélection des constructeurs. Une première phase du projet dite « phase de démonstration » de six éoliennes (30 MW) a été lancée en mai 2007. La construction des fondations gravitaires sur le port d'Ostende est en cours ainsi que les travaux électriques à terre. Les premières fondations seront installées en mer au printemps 2008 et les premières éoliennes en juillet 2008, pour une mise en service de cette phase prévue à l'automne 2008. La construction du reste du parc doit s'étaler jusqu'en 2012.

Ce projet donne l'opportunité à EDF Energies Nouvelles de participer à la réalisation d'un des plus importants projets éolien *offshore* en Europe et d'acquérir un savoir-faire qui pourrait être utilisé pour le développement d'autres projets éoliens *offshore* en Europe.

(g) 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 d'une centrale éolienne d'une capacité de 3 MW dans le nord du pays (Kropelin) et intervient en exploitation et maintenance sur plusieurs parcs éoliens. Dans le cadre de cette dernière activité, enXco GmbH intervient sur cinq parcs, dont celui qu'elle détient, d'une capacité cumulée de 53,4 MW.

enXco GmbH est également présente dans l'activité de Développement-vente d'actifs structurés. La société a ainsi finalisé en 2007 le développement de trois projets éoliens d'une capacité cumulée de 40,5 MW qui ont été cédés (construction et supervision de l'exploitation comprises) en juillet 2005 à un investisseur anglais, REH (Renewable Energy Holding) :

- Kesfeld (27,9 MW), mis en service en février 2006 ;
- une extension de Kesfeld (4,6 MW), qui a fait l'objet d'un contrat clé en main et est opérationnelle depuis décembre 2006 ; et
- un autre projet à Kirf (8 MW), mis en service en juin 2007.

(h) 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 417 salariés au 31 décembre 2007, 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. Amériques

Outre l'Europe, le Groupe s'est également implanté sur le continent américain, notamment aux États-Unis et, dans une moindre mesure, au Canada et au Mexique. Au 31 décembre 2007, les parcs éoliens situés aux Amériques (tous implantés aux États-Unis) représentaient 50,8 % de la capacité éolienne installée totale du Groupe.

(a) États-Unis et Canada**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 juillet 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. Cette dernière jouit en effet d'une position privilégiée dans plusieurs secteurs de la filière éolienne ; active depuis plus de vingt ans, enXco est aujourd'hui l'un des premiers acteurs américains dans le développement et la construction de parcs éoliens (*Source : American Wind Energy Association*).

Au 31 décembre 2007, les parcs éoliens dans lesquels enXco détenait des parts représentaient une capacité totale de 618,6 MW ; enXco détenait en propre 432,8 MW. Une grande partie des parcs anciens sont détenus à 100 % par enXco ; les parcs plus récents sont détenus conjointement avec des partenaires financiers et industriels (JP Morgan, Union Bank of California, GE EFS, Havoco Wind Energy, Northwestern Mutual Life).

Au cours de l'exercice 2007, enXco a procédé à la cession de 30 % du parc de Tres Vaqueros (Californie, 25 MW) et porté sa participation de 30 % à 100 % dans le parc de Patterson Pass. En novembre, enXco a mis en service le parc de Fenton (Minnesota). Ce parc éolien, d'une capacité de 205,5 MW, est équipé de 137 éoliennes ; le Groupe en détient 119 MW en propre. L'électricité produite est vendue à Xcel Energy dans le cadre d'un contrat d'une durée de 25 ans. Fenton est le plus important parc développé et construit par le Groupe à ce jour et le plus grand parc réalisé dans l'État du Minnesota.

Le tableau ci-dessous détaille le portefeuille de centrales éoliennes détenu et exploité par enXco pour compte propre au 31 décembre 2007 :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Patterson Pass (Californie)	21,84	mars 1985	100 %
DifWind 1 (Californie)	7,34	décembre 1985	99 %
DifWind 2 (Californie)	5,56	décembre 1985	99 %
enXco 1 (Californie)	4,76	septembre 1986	100 %
DifWind 4 (Californie)	8,47	septembre 1986	99 %
DifWind 5 (Californie)	11,77	octobre 1986	99 %
DifWind 6 (Californie)	27,11	décembre 1986	99 %
DifWind 7 (Californie)	24,00	décembre 1986	99 %
DifWind 8 (Californie)	14,85	décembre 1986	99,5 %
DifWind 9 (Californie)	18,00	juin 1987	100 %
enXco 4 (Californie)	18,72	décembre 1988	100 %
enXco 5 (Californie)	60,20	janvier 1990	100 %
Alta Mesa (Californie)	9,45	février 1995	100 %
Moulton (Minnesota)	1,98	décembre 2001	100 %
Champepadan (Minnesota)	1,98	décembre 2001	100 %
Chanarambie (Minnesota)	85,50	décembre 2003	50,8 %
Viking (Minnesota)	12,00	décembre 2003	50,8 %
Oasis (Californie)	60,00	décembre 2004	23,6 %
enXco 5 bis (Californie)	9,00	mai 2006	100 %
Hawi (Hawaï)	10,56	mai 2006	60 %
Fenton (Minnesota)	205,5	novembre 2007	57,76 %
TOTAL	618,6	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	432,8	n.a.	n.a.

enXco est actif principalement en Californie, dans le centre du pays (à partir du Minnesota principalement) et dans le nord-ouest. enXco dispose d'ores et déjà de ressources importantes et déploie d'importants moyens afin d'accroître sa part de marché dans l'éolien aux États-Unis. A cet effet, enXco s'appuie à la fois sur la qualité de ses équipes (près de 200 techniciens), sur un portefeuille contractuel très développé (environ 2 000 MW pour lesquels enXco assure l'exploitation maintenance) et une grande diversité et flexibilité de contrats de façon à optimiser les risques, les incitations fiscales et le retour sur l'investissement.

enXco est présent sur l'ensemble des segments de la filière éolienne ; la société exerce ainsi quatre métiers complémentaires : le développement, la construction, l'investissement, l'exploitation/maintenance pour compte propre (environ un tiers de l'activité) ou pour compte de tiers (environ deux tiers de l'activité exploitation-maintenance). enXco dispose également d'une présence ancienne dans l'activité Développement-vente d'actifs structurés (voir le paragraphe 6.5.10 « Activités de Développement-vente d'actifs structurés »).

Un contexte réglementaire important et globalement favorable

Un système fédéral unique, la *Production Tax Credit* (« PTC »), permet aux producteurs d'énergie éolienne de bénéficier de crédits

d'impôts proportionnels à la quantité d'énergie éolienne produite. Ce mécanisme influe de façon importante sur le calendrier de lancement des nouveaux projets et n'est généralement reconduit que par période annuelle ou biannuelle. Depuis 1994, ce mécanisme a toujours été reconduit malgré des périodes d'incertitudes liées à son renouvellement (la PTC ayant notamment expiré en 2001 et 2003 avant que son renouvellement ne soit décidé). En 2006, le système des PTC a été reconduit jusqu'au 31 décembre 2008, donnant ainsi une plus grande visibilité aux investisseurs aux États-Unis. A la date d'enregistrement du présent document de référence, bien que le gouvernement des États-Unis demeure favorable au développement des énergies renouvelables, ce système n'a pas encore été renouvelé pour 2009 et les années suivantes.

Le Groupe a mis en place des structures spécifiques pour ses parcs éoliens américains afin d'optimiser l'incidence de la PTC sur son développement. enXco ne disposant pas d'une base fiscale suffisante pour utiliser les crédits d'impôts dont elle bénéficie au titre de la PTC, elle s'associe dans chacun de ses nouveaux projets à un co-investisseur qui prend une participation variable dans le projet, participe à son financement et se rémunère notamment en utilisant ces crédits d'impôts. A ce jour, enXco est ainsi associée notamment à JP Morgan Chase et Northwestern Mutual Life, ces derniers agissant en tant que co-investisseurs dans divers projets.

Par ailleurs, 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 (dits « *Renewable Portfolio Standards* » ou « *RPS* »). A la fin décembre 2007, 25 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 dans l'éolien aux États-Unis. Au 31 décembre 2007, enXco assurait l'exploitation et la maintenance de 46 parcs éoliens d'une capacité totale de 2 046 MW aux États-Unis.

En 2007 enXco a notamment conclu, en juillet, un contrat d'exploitation - maintenance avec MidAmerican Energy Company d'une durée de cinq ans, portant sur quatre parcs éoliens totalisant 508,5 MW (correspondant à 339 éoliennes). Certains de ces parcs ont été développés et réalisés par enXco, le dernier en date étant le parc éolien de Pomeroy de 123 MW en cours de construction et son extension de 75 MW.

Au cours de l'année 2007, enXco a également conclu des contrats d'exploitation-maintenance avec Cedar Creek Wind Energy (80 MW sur dix ans) et Orion (portant à 280 MW sur cinq ans la capacité exploitée et maintenue par enXco pour le compte d'Orion).

Sa compétence en exploitation-maintenance (O&M) 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.

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,

Au 31 décembre 2007, enXco dispose d'un portefeuille de projets éoliens en construction aux États-Unis d'une capacité cumulée de 95,5 MW, qui se répartissait comme suit :

Site	Capacité (en MW)	Mise en service	Détention	Construction pour compte de tiers/pour compte propre
Goodnoe (Washington)	94	2 ^e trimestre 2008	0 %	pour compte de tiers
Pomeroy (Iowa)	1,5 ⁽¹⁾	1 ^{er} trimestre 2008	0 %	pour compte de tiers
TOTAL	95,5	n.a.	n.a.	n.a.

(1) Dernière phase de construction de l'extension du parc de Pomeroy (75 MW).

En avril 2008, enXco a obtenu l'autorisation des autorités locales de lancer la construction du parc de Shiloh II dans le Comté de Solano en Californie. Ce parc, d'une capacité de 150 MW, devrait être mis en service fin 2008 ; l'électricité produite sera vendue à Pacific Gas & Electric (PG&E) dans le cadre d'un contrat d'une durée de 20 ans.

Par ailleurs, en avril 2007, enXco a créé en Alaska une joint-venture à parité avec le groupe CIRI afin de développer de nouveaux projets éoliens.

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 centrales, le développement et la construction de parcs pour le compte de tiers, la revente de projets à l'issue du développement (activité de Développement-vente d'actifs structurés). Cette stratégie lui offre souplesse et réactivité pour répondre à la diversité des besoins des différents États et acteurs du marché éolien.

enXco a également démarré des prestations de services au Canada pour de nouveaux clients. Ces opérations prennent une importance particulière au regard du potentiel de croissance de l'énergie éolienne au Canada. Hydro-Québec a ainsi lancé un appel d'offres pour des projets d'une capacité cumulée de 2 000 MW auquel le Groupe s'est porté candidat et dont le résultat est attendu pour 2008 (voir ci-dessous).

Développements récents

En avril 2007, enXco a conclu avec l'électricien PacifiCorp un contrat pour le développement et la construction d'un parc éolien de 94 MW à Goodnoe (État de Washington).

En juin 2007, enXco a conclu avec l'américain Xcel Energy un accord pour le développement et la construction d'un parc éolien de 100,5 MW dans le Minnesota. Ce parc, constitué de 67 éoliennes d'une capacité de 1,5 MW, devrait être mis en service et livré à Xcel Energy fin 2008.

En juillet 2007, enXco a conclu un accord avec la compagnie électrique américaine MidAmerican Energy Company portant sur le développement et la construction d'un parc éolien de 75 MW, dans l'Iowa. Ce projet est l'extension du parc de Pomeroy (123 MW) dont la construction a été lancée par enXco en mai 2007. Le parc de Pomeroy ainsi étendu a été cédé en décembre 2007, enXco ayant achevé la dernière phase de construction (1,5 MW) en février 2008.

Enfin, le Groupe a participé en 2007 à l'appel d'offres lancé par l'électricien canadien Hydro-Québec pour des projets d'une capacité cumulée de 2 000 MW. Le consortium Saint Laurent Energies, regroupant EDF Energies Nouvelles, RES Canada Inc et Hydroméga, a ainsi soumissionné pour 7 parcs éoliens d'une capacité cumulée d'environ 1 000 MW. Les soumissions retenues devraient être annoncées au printemps 2008.

6

Aperçu des activités

Description des principales activités du Groupe

(b) Mexique

EVM, filiale d'EDF Energies Nouvelles, développe actuellement un parc éolien de 180 MW dans la région de la Ventosa au Sud Ouest de l'état d'Oaxaca.

EVM a obtenu tous les permis et autorisations nécessaires à la réalisation du projet ; les études techniques et le choix des turbines sont en cours de validation et un accord de vente d'électricité a

été signé avec le groupe Wal-Mart pour une première phase de 67,5 MW.

Le Groupe a également conclu un accord avec le groupe bancaire japonais Mitsui qui participe aujourd'hui aux frais de développement du projet. Mitsui bénéficie d'une exclusivité pour investir dans le projet, à parité avec EDF Energies Nouvelles, lors de la mise en place de son financement.

6.5.2. HYDRAULIQUE

L'hydraulique a représenté en 2007 4,85 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2007, le Groupe disposait en hydraulique de 128,4 MW installés (dont 101,4 MW détenus en propre), soit 8,9 % 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 la prise de participation 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. En 2007, les conditions d'hydraulicité ont été mauvaises, la Corse ayant notamment connu une sécheresse importante.

Au 31 décembre 2007, 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 France, en exploitation au 31 décembre 2007 :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Couzon (Rhône)	3,5	octobre 1983	100 %
Via Nova (Corse)	1,5	juin 1989	100 %
Asco (Corse)	4,7	1990 à 1992	100 %
Carbet (Guadeloupe)	3,5	décembre 1993	100 %
Canal Saint Louis (Guadeloupe)	0,5	1995	100 %
Scopamène (Corse)	3,6	décembre 1998	100 %
Soccia (Corse)	1,1	décembre 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 2007, le Groupe disposait de trois sites de production en Bulgarie : Pirin-Spanchevo (deux usines d'une capacité totale

de 49 MW, en partenariat avec un industriel bulgare - LITEX -), Passarel-Kokaliane (deux usines d'une capacité totale de 56 MW) et Ogosta (une usine d'une capacité totale de 5 MW, en partenariat avec le ministère bulgare de l'Agriculture). En 2007, les conditions d'hydraulicité ont été mauvaises en Bulgarie. Au 31 décembre 2007,

la capacité totale de ces usines hydroélectriques du Groupe était de 110 MW (dont 83 MW détenus en propre par le Groupe) et se répartissait comme suit :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Passarel-Kokaliane	56	1954 et 1981	100 %
Pirin-Spanchevo	49	1981 et 1993	50 %
Ogosta	5	2002	50 %
TOTAL	110	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	83,0	n.a.	n.a.

(c) Mexique

Au Mexique, EDF Energies Nouvelles a développé un projet d'une capacité de 28 MW dans l'État du Nayarit. Dans le cadre du recentrage géographique des activités du Groupe, ce projet (en cours de développement) a été cédé en mars 2007.

6.5.3. BIOMASSE

La biomasse a représenté en 2007 3,61 % des ventes d'électricité du Groupe. Au 31 décembre 2007, le Groupe disposait en biomasse de 26 MW installés (dont 18,2 MW détenus en propre), soit 1,8 % de la capacité totale installée du Groupe.

(a) Espagne

Pays maraîcher et premier producteur mondial d'olives, l'Espagne s'avère propice au développement de la filière biomasse. Les conditions économiques appliquées à la production d'énergie électrique issue de la biomasse ont été révisées lors de la publication d'un nouveau décret royal en mai 2007 et sont très favorables. EDF Energies Nouvelles intervient actuellement en Espagne dans la filière biomasse par l'intermédiaire de sa filiale à 100 %, SIIF Energies Iberica.

SIIF Energies Iberica détient à Lucena (Andalousie), en partenariat avec Hermanos Santa Maria (un producteur d'huile d'olive), une usine 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). L'usine de Lucena a connu en 2007 des difficultés de fonctionnement ; ces difficultés, en grande partie liées à une avarie de la turbine à vapeur, sont en cours de résolution par le Groupe.

En outre, la société travaille sur deux projets qui sont en phase de développement dans la même région :

- un projet de 10 MW à Almeria valorisant des résidus végétaux issus de l'agriculture intensive sous serre (essentiellement de tomates) ;

- un projet de 15 MW dans la province de Grenade basé sur la valorisation de cultures énergétiques (sorgho). Une étude de faisabilité et de rentabilité, basée sur une expérimentation avec une coopérative devant assurer l'approvisionnement de la centrale, est en cours.

(b) France

En France, le marché de la biomasse électrique n'en est encore qu'au stade embryonnaire mais le Ministère de l'Agriculture a, le 5 avril 2006, fixé un objectif de construction d'usines d'une capacité cumulée de 1 000 MW d'ici 2010.

Le 9 août 2007, la Société a répondu à un appel d'offres lancé en décembre 2006 par le ministre de l'industrie portant sur une puissance maximale de 300 MW à réaliser avant le 1^{er} janvier 2010. La puissance totale soumise à l'appel d'offres est répartie en deux tranches : l'une de 220 MW pour des installations de puissance strictement supérieure à 9 MW, l'autre de 80 MW pour des installations de puissance supérieure ou égale à 5 MW et inférieure ou égale à 9 MW.

Cinq projets, pour un total de 58 MW, ont été présentés à cet appel d'offres :

- un projet de combustion de paille de céréales a été présenté dans la tranche des installations supérieures à 9 MW ; et
- quatre projets, dont trois en combustion de paille de céréales et un en gazéification de bois, ont été présentés dans la tranche des installations de 5 à 9 MW.

Les réponses à cet appel d'offres sont attendues pour la fin du premier semestre 2008.

6.5.4. SOLAIRE

Face à l'augmentation rapide du soutien politique à l'égard du solaire, notamment photovoltaïque, dans un certain nombre de pays, et compte tenu de la réduction de coûts que représentent les avancées technologiques et les économies d'échelle en cours de réalisation, le Groupe a décidé d'accélérer le développement de cette filière.

La montée en puissance dans le solaire, deuxième axe de développement du Groupe

La montée en puissance du Groupe dans le solaire s'est effectuée au cours des deux dernières années par des prises de participation stratégiques dans le photovoltaïque ainsi que par la réalisation des premières centrales photovoltaïques.

Dans ce cadre, en 2006, le Groupe a conclu un accord en vue de prendre une participation pouvant aller jusqu'à 60 % dans la société Fotosolar, société espagnole développant et réalisant des projets photovoltaïques. A la date d'enregistrement du présent document de référence, suite à diverses restructurations du capital, le Groupe détient 50 % du capital de Fotosolar. Par ailleurs, en juillet 2007, le Groupe a pris une participation de 20 % dans la société Photon Power Technologies, société française de développement de projets photovoltaïques.

Le Groupe développe actuellement des projets de centrales photovoltaïques (fermes solaires) en France, en Italie, en Espagne, en Grèce, aux États-Unis et au Canada. Les premières centrales photovoltaïques du Groupe ont été mises en services au cours des derniers mois. En novembre 2007, il a ainsi mis en service une centrale photovoltaïque à Terni en Italie, d'une capacité de 0,9 MWc (dont 0,4 MWc détenus en propre), en partenariat avec la société italienne Terni Energia. Par ailleurs, enXco a mis en service, en janvier 2008, une centrale photovoltaïque d'une capacité de 247 kWc à Fresno en Californie et en avril 2008 une autre centrale, d'une capacité de 143 kWc, à Ringoes, dans le New Jersey. En outre, au 31 décembre 2007, 4,6 MWc étaient en construction ; deux fermes de 1,9 MWc chacune en Espagne pour compte de tiers et une ferme de 0,8 MWc pour compte propre en Italie. Ces fermes solaires seront mises en service en 2008.

La sécurisation de l'approvisionnement en modules photovoltaïques

Afin d'accompagner cette montée en puissance dans le solaire, et notamment la réalisation de centrales photovoltaïques, le Groupe mène une politique active de sécurisation de son approvisionnement en modules photovoltaïques.

Le 6 juillet 2007, un contrat d'approvisionnement de modules photovoltaïques a été conclu avec la société américaine First Solar. Ce contrat porte sur la fourniture d'une capacité totale de 230 MWc, livrables progressivement, de mi-2007 à fin 2012. Les modules fournis par First Solar seront utilisés pour la réalisation de centrales photovoltaïques essentiellement au sol, pour compte propre et pour compte de tiers, en Europe ainsi qu'aux États-Unis et au Canada. Le 19 mars 2008, le Groupe et First Solar ont, par avenant au contrat susvisé, porté la capacité totale convenue à 290 MWc.

Le 4 septembre 2007, un contrat d'approvisionnement de modules photovoltaïques a été conclu avec la société américaine United Solar Ovonic LLC. Ce contrat porte sur la fourniture d'une capacité totale de 30 MWc, dont plus de la moitié en option, livrables d'octobre 2007 à mars 2009. Le Groupe réserve ces modules en priorité à l'intégrer bâti sur grande toiture industrielle ou commerciale.

Le 15 octobre 2007, un contrat d'approvisionnement de modules photovoltaïques a été conclu avec le canadien Photowatt International. Ce contrat porte sur la fourniture d'une capacité totale de 67,5 MWc, dont 37,5 MWc en option, livrables de 2008 à 2010. Comme pour le contrat First Solar, le Groupe réserve ces modules essentiellement pour la construction de centrales solaires au sol.

En outre, deux contrats d'approvisionnement de modules photovoltaïques ont été conclus en décembre 2007 avec les entreprises chinoises Solarfun et Yingli Green Energy relatifs à la fourniture de, respectivement, 17 MWc fermes et 5 MWc en option et de 7 MWc fermes et 6 MWc en option. Ces modules sont livrables en 2008 et destinés à la réalisation de centrales au sol ou en toiture, devant être mises en service en 2008 et 2009. Avec la conclusion de ces contrats auprès de deux acteurs chinois de référence dans la filière solaire, le Groupe poursuit la diversification de ses approvisionnements en modules photovoltaïques.

Enfin, en mars 2008, la Société a conclu un accord de partenariat avec la société américaine Nanosolar, prévoyant que le Groupe aura accès à partir de 2009 à une partie de la production de modules photovoltaïques de Nanosolar et pris, par le biais d'EDF Energies Nouvelles Réparties, une participation dans Nanosolar correspondant à un investissement de 50 millions de dollars (soit 31 millions d'euros). Société américaine de la Silicon Valley, Nanosolar exploite une technologie innovante de fabrication de cellules photovoltaïques films minces par impression au Cuivre Indium Gallium Sélénium (CIGS).

Une présence historique dans l'énergie solaire

Le Groupe a une présence de longue date sur le créneau de l'énergie solaire photovoltaïque et thermique dans les départements et territoires d'Outre-mer (DOM-TOM). Marché naturel de l'énergie solaire, les DOM-TOM constituent un territoire idéal pour ce secteur. Le Groupe exerce actuellement deux activités dans les DOM-TOM dans la filière solaire :

- la production d'eau chaude solaire

En matière de solaire thermique et de production d'eau chaude sanitaire, EDF Energies Nouvelles participe à un programme d'installation de chauffe-eau solaires depuis 1995. En 2007, environ 4 000 chauffe-eau solaires ont été installés aux Antilles et à la Réunion. Depuis sa création, ce programme a permis l'installation de plus de 50 000 chauffe-eau dans les DOM-TOM.

- les grandes centrales photovoltaïques

EDF Energies Nouvelles a initié, en partenariat avec Tenesol (voir le paragraphe 6.5.6 « Énergies renouvelables réparties »), l'installation dans les DOM-TOM de grandes centrales photovoltaïques d'une puissance unitaire supérieure à 100 kWc.

6.5.5. PRODUCTION THERMIQUE ET COGÉNÉRATION A PARTIR D'ÉNERGIES FOSSILES

La cogénération et la production thermique à partir d'énergies fossiles ont représenté 17,33 % des ventes d'électricité du Groupe en 2007. Au 31 décembre 2007, le Groupe disposait de 69,5 MW installés (dont 43,8 MW détenus en propre par le Groupe), soit 4,8 % de la capacité installée totale du Groupe. Cette activité est exclusivement menée en France.

L'exploitation de centrales thermiques et de cogénération à partir d'énergies fossiles est une activité historique du Groupe. Bien qu'elle ne constitue plus un axe de développement pour le Groupe, cette activité est pour lui une source de revenus récurrents. Au 31 décembre 2007, EDF Energies Nouvelles exploite quatre centrales de cogénération en métropole dans le cadre de contrats comportant une obligation d'achat pour EDF (Haut-Rhin, Nord, Loire-Atlantique)

et deux centrales thermiques outre-mer dans le cadre de contrats à long terme (Guadeloupe, Saint-Martin) d'une capacité cumulée de 69,5 MW, soit respectivement 30,3 MW pour le thermique et 39,2 MW pour la cogénération, dont 43,8 MW détenus en propre par le Groupe.

L'année 2007 a connu un bon niveau d'activité avec un taux moyen d'utilisation des installations (soit le rapport entre la production effective et la capacité de production garantie) de plus de 91 % pour les centrales thermiques sur l'ensemble de l'année et de plus de 90 % sur la période hiver (novembre à mars) pour deux des quatre usines de cogénération, les deux autres usines (Mulhouse et Seclin) pouvant fonctionner partiellement et ne produisant que sur appel d'EDF.

Le portefeuille d'usines de cogénération à partir d'énergies fossiles du Groupe en exploitation, en France, au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Chabossière	7,4	décembre 1996	65 %
Seclin	5,0	février 1997	100 %
Mulhouse	7,6	mars 1998	100 %
Cogeri	19,2	novembre 1998	35 %
TOTAL	39,2	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	24,1	n.a.	n.a.

Le portefeuille d'installations de production thermique du Groupe en exploitation, en France, au 31 décembre 2007 était le suivant :

Site	Capacité (en MW)	Date de mise en service	Détention (en %)
Energies Antilles (Jarry)	16,7	juin 2000	65 %
Energies Saint-Martin	13,6	septembre 2003	65 %
TOTAL	30,3	n.a.	n.a.
TOTAL - PART DU GROUPE	19,7	n.a.	n.a.

6.5.6. ÉNERGIES RENOUVELABLES RÉPARTIES

EDF Energies Nouvelles Réparties

Le 18 février 2008, la Société a procédé à l'acquisition de 50 % du capital de la société EDEV EnR Réparties, auparavant filiale à 100 % d'EDEV. EDEV EnR Réparties, dont la dénomination sociale est devenue EDF Energies Nouvelles Réparties, est destinée à devenir le socle du partenariat d'EDF Energies Nouvelles et EDF dans le domaine des énergies renouvelables réparties et de la maîtrise de l'énergie. A la date de cette acquisition, EDF Energies Nouvelles a consenti une avance en compte courant à la société d'un montant de 26,3 millions d'euros.

Les parties sont convenues d'apporter à la société des participations dans des sociétés ayant une activité d'énergies renouvelables réparties et de maîtrise de l'énergie. A la date d'enregistrement du présent document de référence, la société EDF Energies Nouvelles Réparties détient les principales participations suivantes :

- 82,36 % du capital de la société Supra, société française cotée sur le marché Euronext Paris spécialisée dans la fabrication et la commercialisation d'appareils de chauffage domestique au bois et, ayant réalisé en 2007 un chiffre d'affaires de 68,9 millions d'euros ;

- 50 % de Tenesol, société française spécialisée dans la recherche-développement, la fabrication de modules solaires photovoltaïques, la conception, la commercialisation, l'installation, l'exploitation et la maintenance de systèmes photovoltaïques dont le groupe Total détient 50 % du capital et ayant réalisé en 2006 un chiffre d'affaires consolidé de 134 millions d'euros ;
- 50 % du capital de la société Apollon Solar, société française spécialisée dans la recherche de solutions scientifiques, techniques et technologiques destinées à réduire les coûts d'accès à l'énergie photovoltaïque et ayant réalisé en 2006 un chiffre d'affaires de 0,54 million d'euros ; et
- 40 % du capital de la société PV Alliance, société française créée en novembre 2007 en partenariat avec Photowatt et le Commissariat à l'Énergie Atomique et spécialisée dans la recherche de solutions innovantes dans la fabrication de cellules solaires photovoltaïques.

En outre, EDF Energies Nouvelles Réparties a pris en mars 2008 une participation au sein de Nanosolar, société américaine présente dans le secteur du solaire photovoltaïque, pour un montant de 50 millions de dollars (voir le paragraphe 6.5.4 « Solaire »).

EDF Energies Nouvelles Réparties proposera d'ici la fin de l'année 2008 des offres complètes incluant équipements et services aux entreprises, aux professionnels et aux particuliers, en s'appuyant notamment sur un réseau de partenaires qualifiés dans la continuité de la démarche déjà initiée par EDF dans ce domaine. Pour les particuliers, ces offres seront commercialisées sous la marque « Bleu Ciel d'EDF ».

Cette société sera consolidée par intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles à compter de l'exercice 2008.

Autres participations

EDF Energies Nouvelles est également présent sur le marché des énergies renouvelables réparties au travers de diverses participations, notamment dans Jacques Giordano Industries, avec une participation de 25 %.

Jacques Giordano Industries (« Giordano ») est un fabricant français de capteurs solaires thermiques. Le Groupe y détient une participation de 25 %, aux côtés de la famille Giordano ; il dispose également d'un droit de préemption sur les 75 % détenus par la famille Giordano. La société est présente dans la fabrication et la commercialisation de panneaux et chauffe-eau solaires. Elle dispose d'un bureau d'études spécialisé dans les énergies réparties thermiques, de deux unités de fabrication de capteurs et chauffe-eau solaires en France (Aubagne) et en Tunisie, d'une unité de fabrication de pompes à chaleur géothermiques et d'une de chauffe-eau électriques. Les produits et services sont vendus à travers une société de commercialisation disposant d'un réseau commercial et d'un réseau d'installateurs agréés. Giordano a réalisé en 2006 un chiffre d'affaires de 21,8 millions d'euros.

En outre, le Groupe est également présent au capital de plusieurs sociétés spécialisées dans le service de gestion de chauffe-eau solaires :

- ESF-Eau chaude solaire de France : le Groupe détient 51 % du capital de cette société implantée en France métropolitaine. Le Groupe y est associé à Giordano ;
- Eau Chaude Réunion-ECR : le Groupe détient 5 % du capital de cette société implantée sur l'île de la Réunion. Le Groupe y est associé à Tenesol, Giordano et à un industriel local, le groupe Dijoux ;
- D'locho : le Groupe détient 10 % du capital de cette société implantée dans les Antilles françaises. Le Groupe y est associé à Giordano et à un industriel local, le groupe Blandin.

6.5.7. BIOCARBURANTS

EDF Energies Nouvelles a conclu en mars 2007 un protocole d'accord avec la société belge Alcofinance, holding du groupe belge Alcogroup, l'un des leaders européens du marché de l'éthanol.

A l'issue d'une augmentation de capital réservée de 23 millions d'euros en octobre 2007, le Groupe détient une participation de 25 %, pouvant être portée jusqu'à 50 % dans un délai de 24 mois, dans la société Alcogroup, qui rassemble les activités de production et de distribution d'éthanol de la société belge Alcofinance.

Cette opération permet 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 construction d'une première unité de production d'éthanol carburant à Gand, en Belgique, constituera la première concrétisation de ce partenariat. Ce projet, au sein duquel Alcogroup détient une participation de 51 % et qui disposera d'une capacité de production de 150 000 m³ par an, bénéficie d'une exonération fiscale dans le cadre du système de quotas belges pour un volume de 90 000 m³. L'usine sera opérationnelle en 2008.

6.5.8. BIOGAZ

En juillet 2007, la Société a pris une participation majoritaire dans la société belge Verdesis. L'activité de Verdesis 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 agricoles. L'objectif du Groupe est de produire de l'électricité verte à partir de biogaz en bénéficiant d'une technique innovante dans ce domaine.

6.5.9. ENERGIE DES VAGUES

En janvier 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.

Les termes de l'accord avec REH prévoient un investissement du Groupe de 3 millions de livres (environ 4 millions d'euros) dans REH,

qui devront être apportés au fur et à mesure du développement des projets. Cet accord confère au Groupe le droit exclusif de développer, en partenariat avec REH, des projets de production d'électricité utilisant la technologie CETO dans l'hémisphère nord et sur l'île de la Réunion. Ces projets seront détenus par le Groupe à hauteur de 51 à 75 % et par REH à hauteur de 25 à 49 %.

6.5.10. ACTIVITÉS DE DÉVELOPPEMENT-VENTE D'ACTIFS STRUCTURÉS

Le Groupe développe des activités de Développement-vente d'actifs structurés en proposant des offres complètes et innovantes de produits et services financiers articulés autour des énergies renouvelables et des services énergétiques. Ces activités ont notamment été développées 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 aux États-Unis, où les *utilities* locales ont une politique de propriété des centrales, et de réduire l'impact de ses frais de recherche et de développement et ses frais généraux en percevant des revenus réguliers issus de ces activités mais également de dégager des profits et ainsi d'équilibrer son compte de résultat.

Dans le cadre de son activité de Développement-vente d'actifs structurés, EDF Energies Nouvelles a développé divers types de produits et services financiers et notamment (i) des produits d'investissement permettant de bénéficier de mesures de défiscalisation dans les départements et territoires français d'Outre-mer (« DOM-TOM » - Guadeloupe, Martinique, Réunion, Mayotte, Guyane, Polynésie -) sur la base de projets d'énergies renouvelables, (ii) des produits financiers proposés sur la base de mesures de maîtrise de l'énergie, (iii) des produits financiers reposant sur la cession de parcs éoliens (notamment dans le cadre du programme « Plein Vent » en France) et (iv) des produits financiers reposant sur la cession de parcs solaires.

A ce jour, EDF Energies Nouvelles entreprend ces activités de développement-vente d'actifs structurés à la fois dans les départements français d'outre-mer, en Europe et aux États-Unis.

L'activité de Développement-vente d'actifs structurés dans les départements et territoires d'outre-mer

La Société propose dans les DOM-TOM des équipements et des services liés aux énergies renouvelables, tels que des chauffe-eau solaires ou des panneaux photovoltaïques raccordés au réseau. Cette activité se développe plus particulièrement dans les DOM-TOM dans le cadre de la loi Girardin qui permet à des particuliers ainsi qu'à des sociétés qui investissent dans des secteurs dits éligibles dans les DOM-TOM de bénéficier de mesures de défiscalisation.

En 2007, le Groupe a poursuivi ses activités traditionnelles de défiscalisation à travers :

- la vente d'environ 4 000 chauffe-eau solaires (contre plus de 5 700 en 2006), représentant un chiffre d'affaires total de près de 11 millions d'euros ; et

- la vente de 2 installations photovoltaïques connectées au réseau Grande Connection (d'une capacité unitaire supérieure à 100 kwc, pour un total de 282,2 kwc), générant un chiffre d'affaires de plus de 1,7 million d'euros en 2007.

Ainsi, plus de 50 000 systèmes de chauffe-eau solaires ont été installés chez des particuliers depuis 1996, notamment en Guadeloupe et à la Réunion. Outre les chauffe-eau solaires, le Groupe propose aux particuliers des plaques photovoltaïques raccordées au réseau, par l'intermédiaire de Tenesol. Cette société a ainsi procédé à la fabrication, l'installation et l'exploitation de 6,17 Mwc de photovoltaïques depuis 1995, qui ont été raccordées au réseau depuis 2003.

L'activité de Développement-vente d'actifs structurés en Europe

En 2007, le Groupe a poursuivi son activité de Développement-vente d'actifs structurés en France avec notamment la cession d'une partie des parcs de Lou Paou (12 MW) et de Luc-sur-Orbieu 2 (4 MW).

Par ailleurs, le Groupe construit actuellement en France plusieurs parcs destinés à être vendus, dont les parcs de Fierville (28 MW), les Barthes (16 MW) et Castanet 2-La Tourelle (2,3 MW), soit une capacité cumulée de 46,3 MW.

En Allemagne, le Groupe a finalisé en 2007 le développement de trois projets éoliens portant sur une capacité de 40,7 MW qui ont été cédés en juillet 2005 à REH (Renewable Energy Holding), un investisseur anglais (voir le paragraphe 6.5.1.1 (g) « Allemagne »).

La cession de chaque parc comprend la construction ainsi que la supervision de l'exploitation.

L'activité de Développement-vente d'actifs structurés aux États-Unis

Aux États-Unis, l'activité de Développement-vente d'actifs structurés consiste plus particulièrement à la vente de parcs éoliens, parfois à l'état de projet, mais le plus souvent sous forme de parcs « clé en main », une fois la construction achevée. Dans ce cadre, les clients sont en général des *utilities* régionales qui s'adressent à enXco, la filiale américaine de la Société, tant pour le développement de sites éoliens autorisés que pour la construction de centrales éoliennes, afin de bénéficier de son savoir faire et de sa réputation. enXco perçoit alors une marge de développeur/constructeur et en général obtient par la suite un contrat d'exploitation-maintenance pour ces mêmes installations. Par ces activités, enXco accroît la

base installée de son activité d'exploitation et de maintenance et bénéficie des revenus réguliers qui en découlent. La contribution aux revenus du Groupe de l'activité Développement-vente d'actifs structurés d'enXco est amenée à fluctuer d'une année sur l'autre selon le nombre de projets vendus chaque année.

Les activités de développement-vente d'actifs structurés permettent ainsi à enXco de mettre son expertise de structuration financière au service d'une activité de développement, de réaliser des projets qui n'atteignent pas les critères du Groupe en matière d'investissement, d'être actif dans les régions et États américains dans lesquels la vente de courant n'est pas une option viable (certaines *utilities* ayant comme politique d'être propriétaires des centrales auxquelles elles achètent leur électricité) et de dégager des profits permettant de financer ses projets et ambitions.

En 2007, enXco a poursuivi son activité de développement-vente d'actifs structurés en cédant fin décembre à MidAmerican Energy le parc de Pomeroy (198 MW, dont la dernière phase de construction -1,5 MW- a été achevée en février 2008).

Par ailleurs, enXco construit actuellement un parc d'une capacité de 94 MW dans l'état de Washington destiné à être cédé à l'électricien PacifiCorp, la mise en service devant s'effectuer au premier trimestre 2008.

Enfin, enXco a conclu en juin 2007 avec l'américain Xcel Energy un accord pour le développement et la construction d'un parc éolien de 100,5 MW dans le Minnesota. Ce parc devait être mis en service et livré à Xcel Energy au quatrième trimestre 2008.

6.5.11. LA DIRECTION TECHNIQUE

Parallèlement à la croissance du nombre de parcs exploités par le Groupe, EDF Energies Nouvelles a renforcé la maîtrise des processus industriels pour optimiser le savoir-faire de ses équipes, les performances de ses installations et le contrôle de ses coûts.

Aujourd'hui, le Groupe EDF Energies Nouvelles dispose d'une direction technique centrale à Paris, s'appuyant sur des équipes réparties aux États-Unis, au sein de sa filiale enXco, au Portugal et en France. La direction centrale assure le suivi des zones non encore couvertes par des équipes locales, le partage du savoir-faire et l'harmonisation des pratiques. Au 31 décembre 2007, la direction technique centrale d'EDF Energies Nouvelles regroupait un effectif total de 70 personnes.

La direction technique d'EDF Energies Nouvelles intervient à tous les échelons de la vie des parcs d'éoliennes et de chacune des filières d'activité du Groupe. Elle assume essentiellement quatre rôles complémentaires : (i) la conception des projets, un soutien et une méthodologie y afférents, (ii) la supervision de la construction des projets, notamment le respect des délais prévus, des coûts, les analyses de qualité et des risques et la sélection des fournisseurs, (iii) la gestion, l'optimisation et la sécurisation des actifs et enfin (iv) l'identification des meilleures pratiques au sein du Groupe, la capitalisation d'expérience, la veille technologique ainsi que l'harmonisation des méthodes.

La Direction technique est organisée en trois divisions :

- une division « Nouvelles Technologies » qui a en charge la recherche-développement, les prototypes industriels et l'appui technique aux éventuelles acquisitions ou prises de participation ;
- une division « Ingénierie » qui a en charge la réalisation des actifs de production, tant en terme de conception que de réalisation ;
- une division « Opération et Maintenance » qui a en charge la supervision et la maintenance des actifs de production.

Au sein de la division Ingénierie, le « bureau Vent et Soleil », spécialisé dans l'évaluation du productible à partir de l'analyse des conditions de vent ou de soleil, est constitué de 8 personnes. Ce bureau, qui est l'un des plus anciens bureaux spécialisés dans

ce secteur en France, intervient notamment dans toute la phase d'évaluation du site d'implantation envisagé pour un parc éolien ou une centrale photovoltaïque. Sur la base de la mesure des conditions de vent ou de soleil existantes sur le site (par le biais de mâts) et d'analyses statistiques, il établit une simulation des conditions de vent ou de soleil possibles pour l'avenir, qui est un des éléments clés dans la décision d'implantation sur site, dans le choix des éléments techniques (et notamment des turbines ou de panneaux) et l'évaluation de la rentabilité envisagée pour le parc.

Dans le cadre plus particulier de l'exploitation des parcs éoliens, la division Opération et Maintenance assure la gestion du système de suivi à distance des installations, le système « SCADA » (*Supervisory Control And Data Acquisition*). Ce dispositif est mis en œuvre systématiquement sur les nouveaux parcs éoliens (à l'exception 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 développer davantage ses compétences dans le domaine de l'exploitation et maintenance pour ses activités européennes en s'appuyant sur l'expérience de sa structure américaine dans l'éolien et sur celle du groupe EDF dans la production électrique.

C'est dans ce cadre qu'en juillet 2007 le Groupe a pris une participation de 28 % dans 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...). REETEC va assurer pour le Groupe la maintenance lourde nécessitant des moyens de logistique importants ou une expertise technique particulière. En parallèle, le Groupe met en place un dispositif afin d'assurer la supervision et la conduite des moyens de production, l'achat et le stockage des pièces de rechange et la maintenance au quotidien des installations. Un centre européen dédié à ces opérations est en cours de construction dans le sud de la France, à 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 22 % de la consommation d'électricité produite à partir de sources d'énergies renouvelables en 2010.

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 réglementation générale : la 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 paragraphe 6.4 « Présentation du marché et position concurrentielle »).

En outre, une proposition de directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables a été présentée par la Commission Européenne le 23 janvier 2008. La directive proposée fixe 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.

Dans ce cadre, la directive fixe des objectifs nationaux pour chaque État membre :

	Part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2005	Objectif pour la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2020
Allemagne	5,8 %	18 %
Autriche	23,3 %	34 %
Belgique	2,2 %	13 %
Bulgarie	9,4 %	16 %
Chypre	2,9 %	13 %
Danemark	17,0 %	30 %
Espagne	8,7 %	20 %
Estonie	18,0 %	25 %
Finlande	28,5 %	38 %
France	10,3 %	23 %
Grèce	6,9 %	18 %
Hongrie	4,3 %	13 %
Irlande	3,1 %	16 %
Italie	5,2 %	17 %
Lettonie	34,9 %	42 %
Lituanie	15,0 %	23 %
Luxembourg	0,9 %	11 %
Malte	0,0 %	10 %
Pays-Bas	2,4 %	14 %
Pologne	7,2 %	15 %
Portugal	20,5 %	31 %
République slovaque	6,7 %	14 %
République tchèque	6,1 %	13 %
Roumanie	17,8 %	24 %
Royaume-Uni	1,3 %	15 %
Slovénie	16,0 %	25 %
Suède	39,8 %	49 %

La réglementation spécifique

Deux directives spécifiques à un type d'énergie ont depuis été adoptées : la directive 2003/30/CE du Parlement européen et du conseil du 8 mai 2003 visant à promouvoir l'utilisation de biocarburants ou autres carburants renouvelables dans les transports et la directive 2004/8/CE du Parlement européen

et du conseil du 11 février 2004 concernant la promotion de la cogénération sur la base de la demande de chaleur utile dans le marché intérieur de l'énergie et modifiant la directive 92/42/CEE du 21 mai 1992 concernant les exigences de rendement pour les nouvelles chaudières à eau chaude alimentées en combustibles liquides ou gazeux.

6.7.3. LES RÉGLEMENTATIONS NATIONALES

Le tableau ci-dessous résume les différents régimes de soutien des énergies renouvelables (éolien et solaire) en vigueur à la date d'enregistrement du présent document de référence dans chacun des pays dans lesquels intervient le Groupe :

Pays	Régimes de soutien aux énergies renouvelables (éolien et solaire)
Allemagne	Vente aux exploitants des réseaux les plus proches du lieu de production à des prix réglementés
Belgique	Certificats verts délivrés pendant 20 ans
Canada	Obligation d'achat (contrats de 20 ans pour les fermes solaires)
États-Unis	Crédit d'impôt (<i>Production Tax Credit</i> pour les parcs éoliens et <i>Investment Tax Credit</i> pour les fermes solaires) Amortissement accéléré Programmes de crédit (dans certains États) Quotas obligatoires d'énergie renouvelable (<i>Renewable Portfolio Standards</i>) fixés dans 25 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 10 ans, renouvelable une fois pour l'éolien et de 20 ans pour le solaire conclus avec les opérateurs des réseaux de transport ou de distribution) Subventions d'investissement jusqu'à 40 % du coût du projet
Italie	Certificats verts (délivrés pendant les 15 premières années de fonctionnement de l'installation) Obligation d'achat (contrat standard conclu avec l'opérateur du réseau du transport, pour une durée d'un an, automatiquement renouvelable) Subventions liées à la production pour les fermes solaires
Portugal	Obligation d'achat (contrats conclus avec l'opérateur du réseau de transport pour des durées variables, à des prix réglementés) Subventions d'investissement
Royaume-Uni	Certificats d'obligation (<i>Renewables Obligations Certificates</i>) Exemption de la taxe sur le changement climatique Amortissement accéléré

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

Pays	Régime de fixation du prix de l'électricité éolienne
Belgique	Eolien offshore : Vente de l'électricité à l'opérateur du réseau Certificats verts vendus pendant 20 ans au prix fixe de 10,7 centimes d'euros par kWh
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Purchase Price 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 aux installations 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. Ces tarifs font l'objet d'une réévaluation sur une base annuelle. A la date d'enregistrement du présent document de référence, ils s'élèvent à 8,36 centimes pour les 10 premières années et entre 8,36 et 2,9 centimes pour les cinq années suivantes.
Grèce	Tarif de 7,58 centimes d'euros par kWh pour les installations interconnectées au réseau de transport. Tarif de 8,74 centimes d'euros par kWh pour les installations situées dans les îles qui ne sont pas connectées au réseau de transport. Tarif de 9,28 centimes d'euros par kWh pour l'éolien <i>offshore</i> .
Italie	Système de certificats verts, émis pendant les 15 premières années d'exploitation d'une installation, vendus sur le marché ; et Vente de l'électricité à l'opérateur du réseau Pour les trois prochaines années, le montant de la vente de l'électricité et des certificats verts est plafonné à 180 euros pas MWh.
Portugal	Formule de rémunération qui inclut une partie fixe, une partie variable et une partie « environnement ». A cette formule sont en outre appliqués : un facteur qui prend en compte l'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 « utilities ». 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 (7,9 % en 2007, 9,1 % en 2008) entraîne une pénalité de 35,76 £/MWh (valeur 2008) qui est ensuite reversée aux fournisseurs d'énergie au prorata de leur production d'énergies renouvelables. Exemption du paiement de la taxe sur le changement climatique (" <i>Climate Change Levy</i> ") (jusqu'à 4,3 £/ MWh). Le tarif payé au producteur d'énergie renouvelable dans le cadre de contrats d'achat (<i>Power purchase agreements</i>) prend en compte notamment le prix de l'électricité sur le marché, la valeur du certificat d'obligation, et le montant de la pénalité et la valeur de la taxe sur le changement climatique.

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

Pays	Régimes de fixation du prix de l'électricité solaire
Canada	Tarifs de 420 CAD/MWh
Espagne*	Tarifs de 230 à 440 €/MWh selon la taille des installations pendant 25 ans puis réduction de 20 % sur le tarif
États-Unis	Prix fixés dans le cadre de <i>Purchase Price Agreements</i> (PPA) négociés avec les <i>utilities</i> locales
France	Photovoltaïque au sol : 300 €/MWh (400 €/MWh dans les DOM-TOM et en Corse) Photovoltaïque intégré au bâti : 550 €/MWh (450 €/MWh dans les DOM-TOM et en Corse)
Grèce	Tarifs de 400 à 450 €/MWh selon la taille des installations sur le continent Tarifs de 450 à 500 €/MWh selon la taille des installations dans les îles
Italie	<i>Subventions</i> : Fermes au sol : de 360 à 400 €/MWh selon la taille du projet Partiellement intégré : de 400 à 440 €/MWh selon la taille du projet Intégré au bâti : de 440 à 490 €/MWh selon la taille du projet Et vente de l'électricité

* Réglementation en vigueur jusqu' en septembre 2008.

6.8. Politique environnementale

Pour chaque projet éolien, à chaque étape, le Groupe a mis en place un code de bonnes pratiques et une démarche de suivi. A cet effet, l'ensemble du personnel de développement et de direction technique est sensibilisé aux problématiques environnementales, un correspondant étant nommé dans chaque entité (développement et technique) pour contrôler et superviser la mise en œuvre des règles et engagements.

L'implantation d'un parc éolien sur un site intervient à l'issue de nombreuses études analysant les différentes interactions entre le projet et son environnement local, notamment le paysage, les habitations, la faune et la flore.

Chaque projet d'implantation fait ainsi l'objet d'études paysagères particulières afin d'intégrer les parcs éoliens harmonieusement dans leur environnement, en tenant compte des habitations, du relief et dans le respect des caractéristiques culturelles et historiques de la région. L'insertion dans le paysage est en effet soigneusement étudiée en concertation avec les autorités nationales compétentes, par exemple, en France, la Direction Régionale de l'Environnement et la Commission Départementale des Sites et des Paysages, qui se prononcent sur chaque projet. L'aspect esthétique des éoliennes demeure un point subjectif et sur lequel les fabricants effectuent des efforts quant à leur design et leurs couleurs.

Depuis les premières éoliennes, d'importants progrès technologiques ont été réalisés et ont permis de réduire significativement le niveau sonore des aérogénérateurs. Ainsi, aujourd'hui une éolienne n'est que très peu perceptible au-delà de 300 mètres, présentant un niveau sonore d'environ 40 décibels db (A), soit le bruit d'une conversation à voix basse, et ce bruit est souvent couvert par le fond sonore de la nature. En outre, des études acoustiques préalables sont menées sur chaque parc éolien de manière à garantir un environnement sonore conforme à la réglementation en vigueur.

Enfin, les projets font systématiquement l'objet d'études d'organismes ou associations spécialisées, en particulier, en France, de la Ligue pour la Protection des Oiseaux. Ces organismes formulent des recommandations quant à l'organisation des travaux et parfois en termes d'implantation d'éoliennes lorsque les parcs développés se situent sur des passages migratoires.

La politique de management environnemental du Groupe 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, obtenue à l'issue d'un audit effectué par un organisme agréé indépendant, vient valider la mise en place par le Groupe d'un système de management environnemental qui inclut :

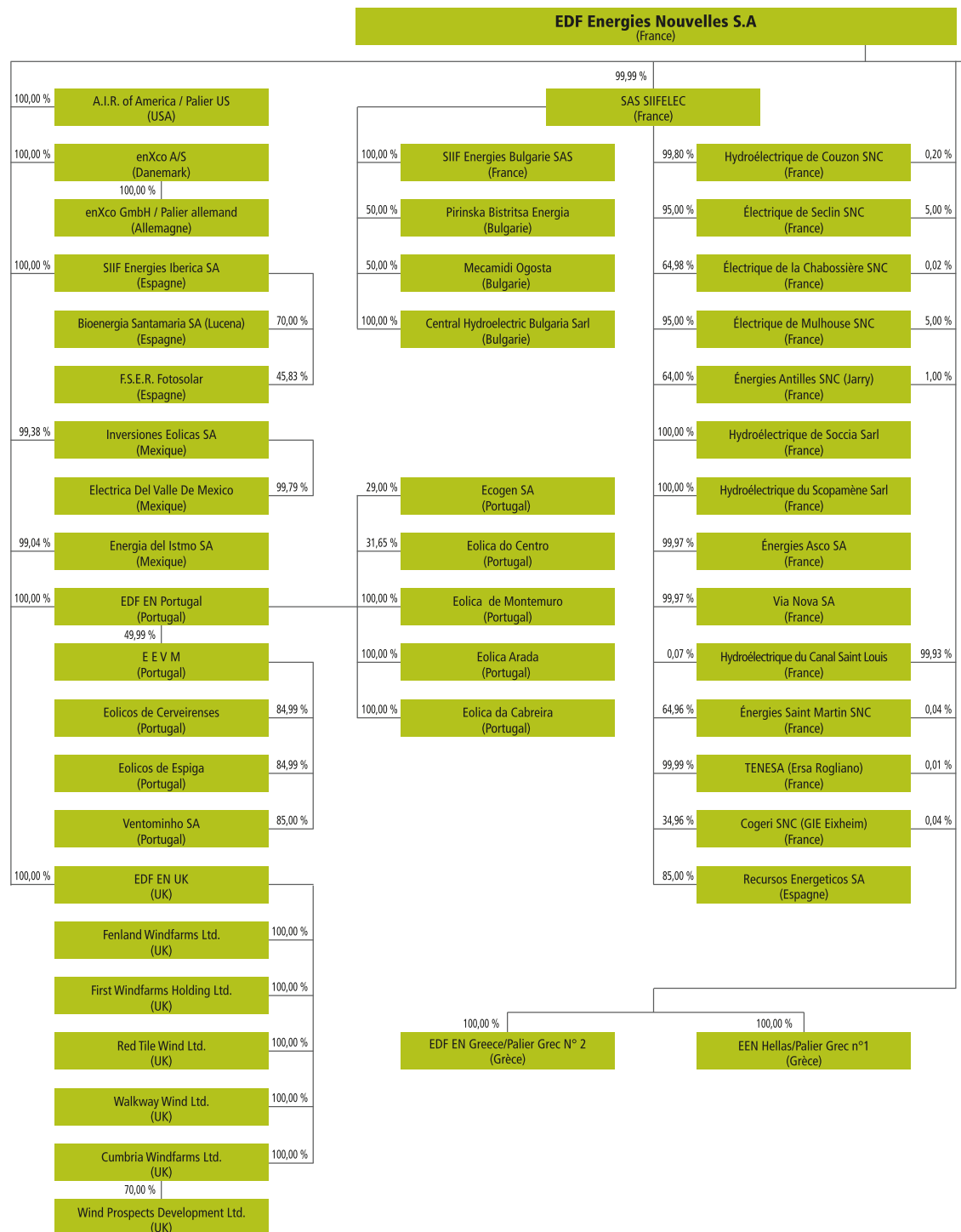
- une analyse environnementale permettant de dresser un état des lieux des activités, de la réglementation applicable à ces dernières et des impacts environnementaux qu'elles induisent ;
- une politique environnementale comportant un engagement d'amélioration continue et de prévention de la pollution, 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.

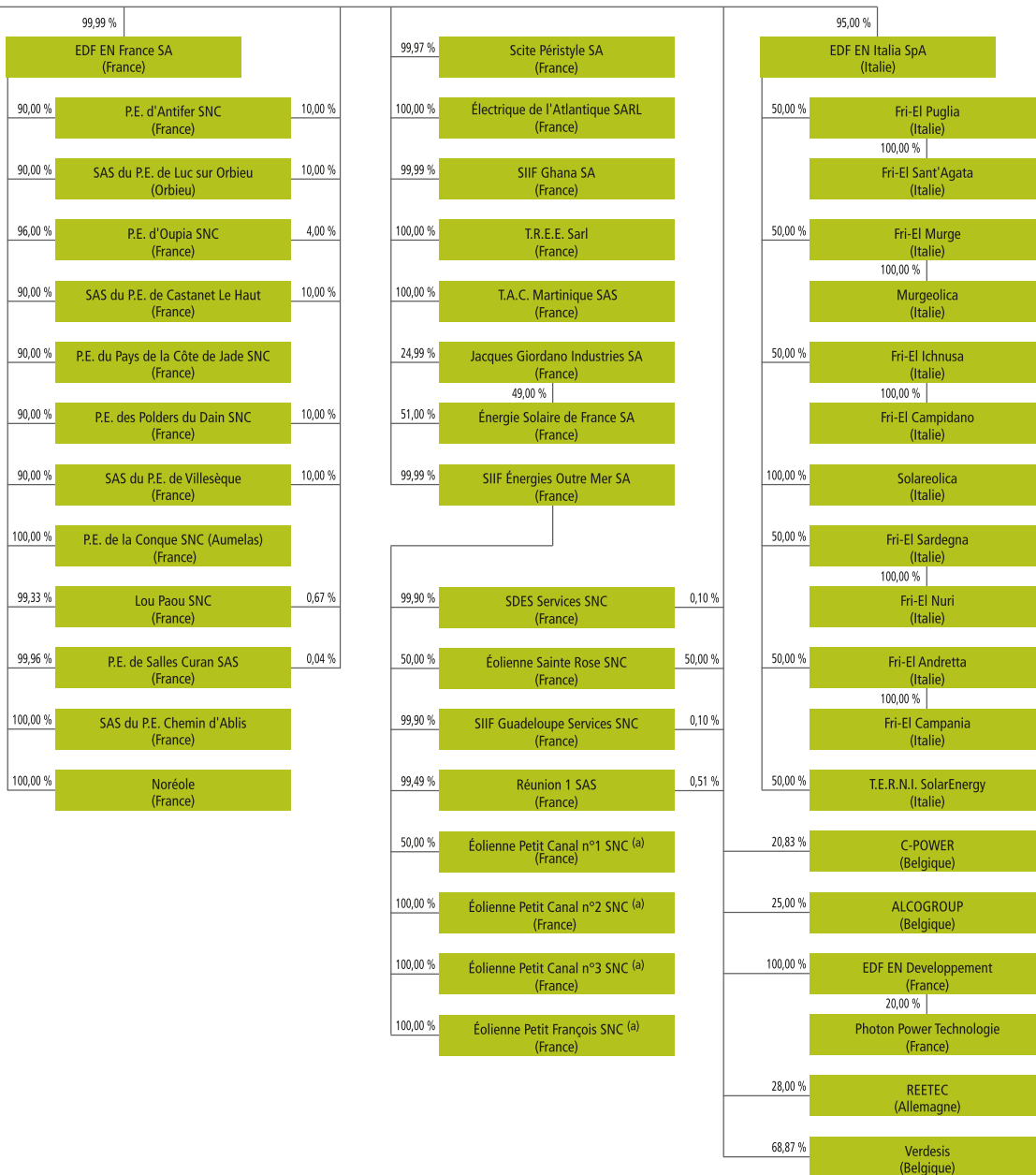
Ce système de management environnemental participe directement d'une inscription des activités du Groupe dans une logique de développement durable. Le maintien ultérieur de la certification est subordonné à la vérification régulière (sur une base annuelle) de la conformité du système avec la norme et au renouvellement (tous les trois ans) de la certification par un organisme indépendant.

7

Organigramme

L'organigramme ci-dessous est l'organigramme simplifié des principales sociétés constituant le Groupe au 31 décembre 2007. Les participations sont présentées en pourcentage arrondi de capital et de droits de vote :





(a) Sociétés de projets. Le pourcentage indiqué est celui pris en consolidation, et non le pourcentage réel.

7 Organigramme

Le tableau ci-dessous résume les principales relations entre la Société et ses filiales dans les zones Europe et Amériques au 31 décembre 2007 :

Valeurs en consolidation (en millions d'euros)	EDF Energies Nouvelles (société mère)	Europe ⁽¹⁾	Amériques ⁽¹⁾	Total consolidé
Actifs immobilisés ⁽²⁾	39 213	1 104 058	274 022	1 417 294
Endettement financier hors Groupe ⁽³⁾	373 803	546 519	87 669	1 007 990
Trésorerie nette du bilan ⁽⁴⁾	186 986	68 627	34 307	289 920
Flux de trésorerie liés à l'activité	10 185	29 222	93 906	133 313
Dividendes versés dans l'exercice et revenant à la société cotée	45 366	45 366	0	n.a.

(1) Hors EDF Energies Nouvelles S.A.

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

(3) Dont 3,1 millions d'euros de juste valeur des instruments dérivés, et hors découverts qui figurent en trésorerie nette au bilan.

(4) Hors découverts bancaires et trésorerie bloquée.

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 2 août 2006 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 2007, le Groupe disposait de 56 parcs éoliens en exploitation implantés en France, aux États-Unis, au Portugal, en Grèce, au Royaume-Uni, en Italie et en Allemagne. Certains de ces parcs ne sont pas détenus par le Groupe seul mais en partenariat avec des développeurs locaux. En outre, au 31 décembre 2007,

26 parcs éoliens étaient en construction par le Groupe dans les pays susvisés, dont 5 pour compte de tiers (3 en France et 2 aux États-Unis), 12 destinés à être exploités en partenariat et 9 pour compte propre.

Le tableau suivant présente, au 31 décembre 2007, les parcs éoliens détenus par le Groupe, seul ou en partenariat, ainsi que ceux actuellement 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
France	11	4 par le Groupe seul 7 en partenariat	12	7 pour compte propre 2 en partenariat 3 pour compte de tiers
États-Unis	21	9 par le Groupe seul 12 en partenariat	2	2 pour compte de tiers
Portugal	7	3 par le Groupe seul 4 en partenariat	2	1 pour compte propre 1 en partenariat
Grèce	5	3 par le Groupe seul 2 en partenariat	3	1 pour compte propre 2 en partenariat
Royaume-Uni	8	8 par le Groupe seul	4	4 en partenariat
Allemagne	1	1 par le Groupe seul	n.a	n.a
Italie	3	3 en partenariat	2	2 en partenariat
Belgique	n.a	n.a	1	1 en partenariat

Les centrales éoliennes du Groupe à travers le monde sont majoritairement implantées sur des terrains loués par le Groupe auprès de 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 électriques et est tenu, à l'expiration du bail, de remettre le terrain en état et procéder au démantèlement du parc.

USINES DE BIOMASSE

Le Groupe dispose d'une usine à Lucena, en Espagne, composée d'une unité de cogénération en exploitation et d'une unité de biomasse.

USINES HYDROÉLECTRIQUES

Au 31 décembre 2007, le Groupe détenait, seul, sept usines hydroélectriques en France et une en Bulgarie et, en partenariat, deux autres usines en Bulgarie. Par ailleurs, le Groupe a développé

un projet d'une capacité de 28 MW au Mexique, qui a été cédé en mars 2007.

CENTRALES DE COGÉNÉRATION ET CENTRALES THERMIQUES

En France, au 31 décembre 2007, le Groupe détenait en partenariat deux centrales de cogénération en métropole et deux centrales thermiques outre-mer (en Guadeloupe) ainsi qu'en propre deux centrales de cogénération en métropole. La centrale thermique

d'Énergies Antilles (en Guadeloupe) occupe un terrain au titre d'une autorisation d'occupation précaire accordée par les autorités publiques.

CENTRALES PHOTOVOLTAÏQUES

Au 31 décembre 2007, le Groupe détenait en partenariat une centrale photovoltaïque à Bosco en Italie, d'une capacité de 0,9 MW.

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 2007, le Groupe a constitué des provisions correspondantes à hauteur de 1,2 million d'euros. Pour ses parcs éoliens, le Groupe ne constitue à ce jour que des provisions limitées (410,1 milliers d'euros au 31 décembre 2007), l'essentiel des coûts de démantèlement étant couvert par la valeur résiduelle des installations (turbines et autres équipements).

Par ailleurs, concernant les usines de biomasse, celles-ci peuvent 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 des autorités publiques et les usines d'une capacité comprise entre 2 MW et 20 MW sont soumises à déclaration auprès des autorités publiques.

9 Examen de la situation financière et du résultat

9.1.	Présentation générale	74
9.1.1.	Introduction	74
9.1.2.	Facteurs ayant une influence significative sur les résultats du Groupe	74
9.1.3.	Éléments du compte de résultat	76
9.2.	Résultats des opérations	77
9.2.1.	Chiffre d'affaires	77
9.2.2.	EBITDA	78
9.2.3.	Dotations nettes aux amortissements	78
9.2.4.	Résultat opérationnel	78
9.2.5.	Résultat financier	79
9.2.6.	Impôts sur les sociétés	79
9.2.7.	Résultat net de l'ensemble consolidé	79
9.2.8.	Résultat net part des minoritaires	80
9.2.9.	Résultat net part du Groupe	80
9.3.	Trésorerie et ressources en capital	80
	Flux de trésorerie générés par l'activité	80
	Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement	80
	Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	80
9.4.	Structure de l'endettement	81
	Évolution de l'endettement net	81
9.5.	Engagements hors bilan	82
	Analyse des engagements hors bilan au 31 décembre 2007	82
9.6.	Engagements contractuels	84

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 2007 ont été établis conformément au référentiel IFRS (*International Financial Reporting Standards*) tel qu'adopté par l'Union européenne au 31 décembre 2007.

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 2005 et 2006 figurant au chapitre 9 du Document de Référence 2006 et pour les exercices clos les 31 décembre 2004 et 2005 figurant au chapitre 9 du Document de Base, sont incluses par référence dans le présent document de référence ainsi que les

éléments financiers relatifs aux exercices clos les 31 décembre 2005 et 2006, figurant au Chapitre 20 du Document 2006 et aux exercices clos les 31 décembre 2004 et 2005, figurant au Chapitre 20 du Document de Base.

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 Chapitre 20 « Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur » du présent document de référence.

9.1. Présentation générale

9.1.1. INTRODUCTION

Les activités du Groupe sont réparties selon une segmentation primaire géographique et une segmentation secondaire par type d'activités. Au titre de la segmentation primaire, le Groupe distingue ainsi les activités en Europe et aux Amériques (États-Unis, Mexique). Au titre de la segmentation secondaire, il distingue trois 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 et maintenance (interventions

tant sur les centrales électriques détenues par le Groupe que sur celles détenues par des tiers) et (c) le développement-vente d'actifs structurés. La segmentation des activités du Groupe est détaillée dans la note 5 aux comptes consolidés relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007 inclus au paragraphe 20.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS » du présent document de référence.

9.1.2. FACTEURS AYANT UNE INFLUENCE SIGNIFICATIVE SUR LES RÉSULTATS DU GROUPE

A la date d'enregistrement 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 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.

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 biannuelle (le PTC qui avait été accordé pour la période 2005-2007, a été étendu jusqu'au 31 décembre 2008) ; 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 projet dans le cadre de l'activité Développement-vente d'actifs structurés ainsi que dans le rythme d'investissement aux États-Unis. A la date d'enregistrement

du présent document de référence, la PTC n'a pas été renouvelée pour 2009 et les années suivantes. En outre, la structure particulière des projets américains (voir le paragraphe 6.5.1.2 (a) « États-Unis et Canada ») créé un mécanisme de revenus en deux temps : (i) d'abord enXco, 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.

L'évolution du prix des turbines

Dans un contexte de croissance du marché mondial de l'éolien et donc d'accroissement de la demande des développeurs, il existe une certaine tension sur le prix des turbines. Cette augmentation du prix des turbines affecte, au moins de manière temporaire, la marge réalisée par le Groupe dans le cadre de ses activités de réalisation de parcs éoliens et la rentabilité de ses projets. En particulier, cet effet est plus marqué en Europe où, contrairement aux États-Unis, le Groupe ne peut répercuter cette hausse du prix des turbines sur ses clients, étant lié à ces derniers par un régime de tarifs fixes dans le cadre d'une obligation d'achat. Néanmoins, dans un certain nombre de pays européens dans lesquels le Groupe est présent, les tarifs fixes ont été relevés et/ou leur durée allongée, ce qui contribue à réduire l'impact de cette hausse des prix.

Une activité Développement-vente d'actifs structurés récurrente mais source de revenus au montant variable

L'activité Développement-vente d'actifs structurés, c'est-à-dire de cessions de projets construits par le Groupe, se poursuit chaque année de manière régulière, notamment aux États-Unis et se développe en Europe (principalement en France, dans le cadre du programme « Plein Vent », et en Allemagne). Cette activité a historiquement été développée afin de permettre au Groupe de réduire l'impact de ses coûts de développement de projets et ses frais généraux en percevant les revenus issus de cette activité ; elle constitue désormais un outil d'optimisation et de respiration de son portefeuille. 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 poursuit également une politique de recentrage géographique de ses activités sur ses marchés prioritaires (Europe, États-Unis) 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 au Mexique (cession de ses activités hydrauliques en 2007), au Brésil (cession de ses activités éoliennes en 2006) ou en Espagne (cession de ses activités hydrauliques en 2006). Le Groupe a également procédé à l'acquisition de participations ou actifs, comme

en Belgique (prise de participations dans Alcogroup et Verdesis en 2007), en Espagne (prise de participation dans Fotosolar en 2006), ou encore en Italie (acquisition en 2007 de parts dans des sociétés de projets éoliens). Ces opérations d'acquisitions et de cessions impactent les comptes du Groupe l'année de leur réalisation. Les revenus correspondants fluctuent en fonction du nombre et du prix des opérations réalisées, de manière limitée néanmoins compte tenu de la taille et du nombre réduits de ces opérations.

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 individuels nécessaires pour les mener à bien, tant sous forme de dettes que de fonds propres. 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. 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 « Risques de taux d'intérêt »).

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 de ces devises, ainsi que de celles du Mexique et de la Bulgarie, 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-Groupes et/ou achats de turbines, 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/perte de change dans les comptes consolidés du Groupe, pour le dollar 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, 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 et l'hydraulicité pour les usines hydrauliques. 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, le Groupe a connu en 2007 une faible hydraulicité pour ses usines hydrauliques françaises et bulgares ainsi que des conditions de vent médiocres au deuxième semestre.

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. Cette méthode de l'intégration proportionnelle, qui fait partie du référentiel IFRS actuellement en vigueur, fait actuellement l'objet de discussions, qui pourrait 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.

Méthode de comptabilisation des parcs éoliens aux États-Unis

Afin d'optimiser l'incidence de la *PTC* sur son développement, enXco ne disposant pas d'une base fiscale suffisante pour utiliser les crédits d'impôts dont elle bénéficie au titre de la *PTC*, elle s'associe dans chacun de ses nouveaux projets aux États-Unis à un co-investisseur qui prend une participation variable dans la société projet. La méthode de comptabilisation de ces projets est actuellement l'intégration proportionnelle. Cette méthode de comptabilisation est donc susceptible d'évolution, comme indiqué au paragraphe précédent, ce qui pourrait avoir des impacts significatifs sur les comptes du Groupe.

9.1.3. ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

Dans le cadre des comptes consolidés du Groupe établis conformément aux normes IFRS, soit les comptes consolidés clos le 31 décembre 2007 avec comparatif au 31 décembre 2006, les principaux postes du compte de résultat sont les suivants :

- le chiffre d'affaires, qui comprend les ventes d'électricité produite par les centrales du Groupe, la vente de projets à différents stades d'avancement (vente de droits et de licence, ou vente clé en main), les ventes de produits et de services dans le domaine de l'éolien, les ventes de chauffe-eau solaires et d'installations photovoltaïques bénéficiant des dispositions de défiscalisation applicables dans les départements français d'outre-mer (DOM). 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 les achats de combustibles nécessaires à l'exploitation des centrales thermiques et des centrales de cogénération du Groupe (gaz par exemple), les achats de produits (tels que les chauffe-eau solaires), notamment dans le cadre des activités dans les DOM, ainsi que les achats relatifs aux projets destinés à être vendus par le Groupe (notamment les achats de turbines), 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 clés 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 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 traduite en 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 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) et le résultat de change sur endettement,
 - les plus 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 (les titres des sociétés non consolidées sont dépréciés le cas échéant dès lors que la quote-part de situation nette de ces sociétés est négative), 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 a augmenté de 67,4 %, s'établissant à 560,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 334,8 millions d'euros au 31 décembre 2006. A taux de change constant, la progression est de 77 %.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

Zone géographique (en millions d'euros)	31/12/2006	31/12/2007
Europe	163,3	186,5
Production	106,2	132,0
Exploitation – Maintenance	0,9	0,8
Développement-Vente d'Actifs Structurés	56,2	53,7
Amériques	171,5	374,0
Production	32,0	42,6
Exploitation – Maintenance	9,8	10,2
Développement-Vente d'Actifs Structurés	129,7	321,2
TOTAL	334,8	560,5

Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 14,2 % passant de 163,3 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 186,5 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette augmentation s'explique comme suit :

- le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 24,3 %, passant de 106,2 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 132,0 millions d'euros au 31 décembre 2007, soit une hausse de 26 millions d'euros. Cette variation s'explique principalement par :
 - l'effet année pleine de la mise en service en 2006 de parcs éoliens au Portugal (76 MW bruts), en Grèce (75,4 MW bruts) et au Royaume-Uni (44 MW bruts),
 - la mise en service en 2007 des nouveaux parcs éoliens, en Grèce (36 MW bruts), au Royaume-Uni (24 MW bruts), en Italie (72,9 MW bruts) et en France (12 MW bruts),
- l'intégration des parcs de Nurri (22,1 MW bruts) et Andretta (70 MW bruts) en Italie,
- l'effet négatif de la sortie du périmètre d'intégration globale de la société Do Centro au Portugal désormais consolidée par mise en équivalence (40 MW bruts) ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 56,2 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 53,7 millions au 31 décembre 2007. Le chiffre d'affaires de l'exercice 2006 comprenait principalement le solde du chiffre d'affaires à l'avancement du projet Kessfeld (27,9 MW), développé et construit par le Groupe. Celui comptabilisé en 2007 concerne la vente du projet Kirf (8 MW) en Allemagne, la vente de deux projets en phase de développement en France pour 15,6 MW ainsi que l'activité de défiscalisation dans les DOM ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance passe de 0,9 million d'euros au 31 décembre 2006 à 0,8 million d'euros au 31 décembre 2007.

Amériques

Le chiffre d'affaires du Groupe réalisé dans la zone Amériques était de 171,5 millions d'euros au 31 décembre 2006. Il est de 374 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette forte augmentation de 202,5 millions d'euros s'explique comme suit :

► le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 32 millions d'euros en 2006 à 42,6 millions d'euros en 2007, soit une hausse de 10,6 millions d'euros (+ 33,1 %). Cette hausse s'explique principalement par l'effet année pleine des mises en service des parcs Hawi (10,6 MW) et enXco 5 Repower (9 MW) respectivement en mai et juin 2006, par l'augmentation de la participation dans Patterson Pass (21,8 MW) en janvier 2007 et par la mise en service du projet Fenton (205,5 MW) en novembre 2007 ;

- le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 129,7 millions d'euros en 2006 à 321,2 millions d'euros en 2007, soit une augmentation de 191,5 millions d'euros. En effet :
 - en 2006, le chiffre d'affaires concernait principalement le projet Spearville, projet développé et construit par enXco (100,5 MW),
 - en 2007, le chiffre d'affaires dégagé à l'avancement concerne essentiellement le projet Pomeroy (198 MW) ainsi que le projet Goodnoe (94 MW), dont la réception finale est prévue au premier semestre 2008 ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance augmente de 4 % ; il passe de 9,8 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 10,2 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette augmentation est due pour l'essentiel au contrat conclu avec Mid American en juillet 2007.

9.2.2. EBITDA⁽¹⁾

L'EBITDA au 31 décembre 2007 s'élève à 134,3 millions d'euros contre 91,8 millions d'euros au 31 décembre 2006, soit une augmentation de 42,5 millions d'euros (+ 46,3 %). Les principaux éléments de cette évolution sont les suivants :

► la hausse de la production d'électricité avec l'entrée en service des nouvelles centrales sur l'exercice 2007, le transfert à EDF Energies Nouvelles des parcs italiens de Nurri et Andretta, ainsi que l'effet « année pleine » des centrales entrées en production au cours de l'année passée. Par ailleurs, l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés est en augmentation d'une année sur l'autre ;

- un résultat de cession réalisé en 2007 inférieur à celui réalisé en 2006. En 2007, le Groupe a cédé son activité hydraulique au Mexique (projet en développement de 103 MW), après avoir cédé en 2006 ses projets éoliens et hydrauliques au Brésil ;
- un effet de périmètre : le Groupe a cédé au second semestre 2006 ses activités hydrauliques en Espagne et le parc portugais Eolica do Centro (40 MW) est passé d'une intégration globale en 2006 à une mise en équivalence. Ces activités contribuaient à l'EBITDA en 2006 ;
- un effet de conversion négatif concernant en particulier les États-Unis.

9.2.3. DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS

Les dotations nettes aux amortissements augmentent de 7,9 millions d'euros, passant de 30,9 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 38,8 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette augmentation

s'explique par les dotations aux amortissements des immobilisations relatives aux parcs mis en service en 2007 ainsi que par l'effet année pleine de ceux mis en service courant 2006.

9.2.4. RÉSULTAT OPÉRATIONNEL

Le tableau ci-dessous présente le résultat opérationnel du Groupe selon la segmentation primaire géographique :

Zone géographique (en millions d'euros)	2006	2007
Europe	34,6	37,6
Amériques	27,1	57,9
TOTAL	61,7	95,5

Le résultat opérationnel du Groupe est de 95,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 61,7 millions d'euros au 31 décembre 2006, soit une progression de 54,8 %.

(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.

Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe a augmenté de 3 millions d'euros, passant de 34,6 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 37,6 millions d'euros au 31 décembre 2007. La hausse provient de l'activité Production, d'une part due à l'effet année pleine des mises en service 2006 (Arga au Portugal, Rovas et Profitis Ilias en Grèce, Glassmoor, Deeping et Red House au Royaume-Uni) et d'autre part aux mises en service de centrales en 2007 (Sant'Agata en Italie, Red Tile en Angleterre, Perdikovouni et Kaliva en Grèce, Luc-sur-Orbieu en France) et des acquisitions (centrales de Nurri et Andretta en Italie).

La hausse du résultat de production d'origine éolienne a toutefois été en partie masquée par une moindre production hydraulique et des effets de périmètre défavorables.

Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités dans la zone Amériques passe de 27,1 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 57,9 millions d'euros au 31 décembre 2007, soit une augmentation de 30,8 millions d'euros. Cette variation résulte de l'augmentation du résultat opérationnel dégagé tant par l'activité de Développement-vente d'Actifs Structurés que par l'activité Production.

9.2.5. RÉSULTAT FINANCIER

Le résultat financier est une charge de 24,6 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre une charge de 23,8 millions au 31 décembre 2006, soit une variation négative de 0,8 million d'euros, qui s'explique par :

- la hausse de la charge sur dettes financières long terme de 11,4 millions d'euros ; elle passe de 27,4 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 38,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 du fait de la hausse de l'endettement lié à la mise en service de centrales en 2006 et 2007 ;
- la comptabilisation en 2007 de la variation de la juste valeur des instruments dérivés qui est une charge de 4,5 millions d'euros alors qu'il s'agissait d'un gain de 1,7 million d'euros en 2006, soit une variation négative de 6,2 millions d'euros. Le

montant comptabilisé en 2007 correspond d'une part à l'effet du reclassement en résultat d'exploitation de la variation de juste valeur d'un instrument de couverture en résultat financier en 2006 pour 1,9 million d'euros (le reclassement neutralise les pertes encourues en 2007 sur l'élément couvert) et d'autre part à la valeur temps des opérations de couverture de change pour 2,5 millions d'euros ;

- les autres produits et charges qui constituaient un produit net de 1,9 million d'euros au 31 décembre 2006 sont un produit net de 18,7 millions d'euros au 31 décembre 2007, soit une variation positive de 16,8 millions d'euros qui s'explique en grande partie par les produits financiers générés par le placement en sicav de trésorerie des fonds lors de l'introduction en bourse de la Société en novembre 2006.

9.2.6. IMPÔTS SUR LES SOCIÉTÉS

La charge de l'impôt sur les sociétés s'élève à 18,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 10,8 millions d'euros au 31 décembre 2006, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 70,8 millions d'euros contre 37,8 millions d'euros au 31 décembre 2006. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 26,02 % au 31 décembre 2007, contre 28,46 % au 31 décembre

2006. Cette variation s'explique principalement par une baisse des taux dans certains des pays où le Groupe opère, notamment en Bulgarie et en Italie, par un important travail d'optimisation fiscale, ainsi que par l'utilisation en propre des PTC (*Production Tax Credit*) aux États-Unis.

9.2.7. RÉSULTAT NET DE L'ENSEMBLE CONSOLIDÉ

Le résultat net de l'ensemble consolidé augmente de 95,3 %, passant de 27,5 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 53,7 millions d'euros au 31 décembre 2007, soit une progression de 26,2 millions d'euros.

Le résultat courant avant impôt passe de 37,8 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 70,8 millions d'euros au 31 décembre 2007, soit une progression de 33 millions d'euros (+ 87,2 %). Cette hausse est portée par :

- le résultat opérationnel qui augmente de 33,8 millions d'euros pour s'établir à 95,5 millions d'euros au 31 décembre 2007, cette hausse étant principalement liée à l'accroissement de l'activité

de production des centrales et à une activité Développement-Vente d'Actifs Structurés soutenue ;

- la charge financière qui enregistre une faible dégradation de 0,8 million d'euros, liée au placement des fonds levés lors de l'introduction en bourse qui compense en partie la hausse de la charge sur dettes financières long terme, ainsi qu'à l'absence de résultat de change significatif sur l'année 2007.

Enfin, la hausse de la charge d'impôt égale, en valeur absolue, à 7,7 millions d'euros, réduit mécaniquement la progression de ce résultat courant.

9.2.8. RÉSULTAT NET PART DES MINORITAIRES

Le résultat net, part des intérêts minoritaires, s'élève à 2,3 millions d'euros à fin 2007 contre 5,6 millions d'euros à fin 2006. Cette baisse des intérêts minoritaires s'explique notamment par une

contribution moins importante des résultats des filiales bulgares ainsi que par la cession des sociétés hydrauliques espagnoles effectuée au second semestre 2006.

9.2.9. RÉSULTAT NET PART DU GROUPE

Le résultat net part du Groupe a plus que doublé passant de 21,9 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 51,4 millions d'euros au 31 décembre 2007.

9.3. Trésorerie et ressources en capital

Le tableau ci-dessous résume les flux de trésorerie du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2006 et 2007 (normes IFRS) :

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Flux de trésorerie générés par l'activité	89,4	133,3
Flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement	(314,9)	(527,1)
Flux de trésorerie liés aux opérations de financement	583,3	344,2

FLUX DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉS PAR L'ACTIVITÉ

Les flux de trésorerie générés par l'activité du Groupe se sont élevés à 133,3 millions d'euros en 2007 contre 89,4 millions d'euros en 2006, soit une augmentation de 43,9 millions d'euros.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT

En 2007, les flux de trésorerie liés aux opérations d'investissement se sont élevés à 527,1 millions d'euros contre 314,9 millions d'euros en 2006. Cette variation résulte du développement de l'activité qui s'exprime par de nombreux investissements. Les augmentations

d'immobilisations corporelles en cours de développement ou de construction sont particulièrement significatives aux États-Unis, en Grèce, en Italie, au Portugal, au Royaume-Uni et en France.

FLUX DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT

Les flux de trésorerie liés aux opérations de financement ont représenté 344,2 millions d'euros en 2007.

Le financement des investissements engagés sur la période a été réalisé en partie par la souscription d'emprunts pour 725,1 millions d'euros alors que les dettes financières ont été remboursées pour 302,7 millions d'euros.

9.4. Structure de l'endettement

Le tableau ci-dessous résume la structure de l'endettement du Groupe pour les exercices clos les 31 décembre 2006 et 2007 (normes IFRS) :

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Emprunts auprès des établissements de crédit	501,0	883,1
Autres dettes financières	107,1	112,9
Intérêts courus	2,0	5,4
EMPRUNTS ET DETTES FINANCIÈRES	610,1	1 001,4

En 2007, les emprunts et dettes financières auprès des établissements de crédits ont représenté 1 001,4 millions d'euros contre 610,1 pour 2006, soit une augmentation de 391,3 millions d'euros. Cette augmentation est liée aux investissements significatifs réalisés en 2007 pour des parcs éoliens destinés à être conservés par le Groupe. Cette variation résulte essentiellement :

- de la souscription d'emprunts auprès d'établissements de crédits (725,1 millions d'euros), pour l'essentiel en France (263,3 millions d'euros), aux États-Unis (281,9 millions d'euros), au Portugal (87 millions d'euros), en Italie (37,3 millions d'euros), et en Grèce (48 millions d'euros) ;
- du remboursement de 302,7 millions d'euros d'emprunts, essentiellement aux États-Unis (218,6 millions d'euros), en Italie (40,3 millions d'euros), au Portugal (13,1 millions d'euros), en Grèce (5,7 millions d'euros) et en France (18,8 millions d'euros) ;
- de la variation des autres dettes financières qui ont augmenté de 19 millions d'euros ;
- des autres mouvements (notamment des effets des variations de périmètre et des écarts de conversion) pour le solde.

ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Emprunts et dettes financières	610,1	1 001,4
Dérivés de couverture des dettes	(3,1)	(13,9)
Trésorerie nette	(345,3)	(289,9)
ENDETTEMENT NET	261,7	697,6

9.5. Engagements hors bilan

Les engagements hors bilan comprennent essentiellement :

- des cautions de bonne fin accordées au titre d'éventuels dommages et intérêts qui pourraient être réclamés par les clients dans le cadre de contrats de réalisation « clé en main » pour des parcs éoliens situés aux États-Unis ;

- des engagements réciproques liés aux commandes d'immobilisations, et aux contrats de location et de service à long terme.

Le tableau ci-dessous présente les engagements donnés par le Groupe aux 31 décembre 2006 et 2007 (normes IFRS) :

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Avals, cautions et autres garanties donnés	109,6	132,0
Nantissement, hypothèques et autres sûretés réelles	443,2	785,0
Autres engagements donnés	684,6	1 959,5
ENGAGEMENTS DONNÉS	1 237,4	2 876,5

Le tableau ci-dessous présente les engagements reçus par le Groupe aux 31 décembre 2006 et 2007 (en normes IFRS) :

<i>(en millions d'euros)</i>	Exercice clos le 31 décembre	
	2006	2007
Avals, cautions et autres garanties reçus	-	-
Engagements reçus	1 084,1	2 497,7
ENGAGEMENTS REÇUS	1 084,1	2 497,7

ANALYSE DES ENGAGEMENTS HORS BILAN AU 31 DÉCEMBRE 2007

Au 31 décembre 2007, les engagements donnés, représentent un montant total égal à 2 876,5 millions d'euros contre 1 237,4 millions d'euros pour les engagements reçus. Ils sont constitués :

- des avals, cautions et autres garanties données à hauteur de 132 millions d'euros. Au 31 décembre 2007, dans le cadre du financement de parcs éoliens français, des engagements d'actionnaires ont été pris envers les banques à hauteur de 35 millions d'euros. Dans le cadre du projet Kesfeld en Allemagne, des garanties ont été données par le Groupe au client « REH » à hauteur de 49 millions d'euros. Pour des parcs éoliens situés aux États-Unis, 28,7 millions d'euros de garanties ont été accordées au titre des éventuels dommages et intérêts ;
- d'autres engagements donnés pour 1 959,5 millions d'euros et des engagements reçus pour 2 497,7 millions d'euros. Les autres engagements donnés et reçus incluent les engagements réciproques liés aux commandes d'immobilisations, pour 1 747 millions d'euros, et aux contrats de location et de service à long terme, pour 51,3 millions d'euros. Concernant ces derniers engagements, il existe une contrepartie difficile à

chiffrer mais significative sous forme de garantie de rendement technique des installations pour des niveaux de vent, des débits d'eau, ou des quantités données de combustible. Enfin, les engagements reçus tiennent compte de lignes de crédit accordées par les banques pour des financements de projets et non encore utilisées pour un montant égal à 485,3 millions d'euros ;

- des sûretés réelles accordées sur les dettes :
 - les nantissements de titres de sociétés du Groupe représentent 126,2 millions d'euros au 31 décembre 2007. L'essentiel est représenté par le nantissement des titres des filiales situées en Italie, soit 103 millions d'euros,
 - les nantissements des autres actifs (installations immobilisées des parcs éoliens, créances détenues) donnés en garantie des dettes financières représentent, 658,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 et sont constitués essentiellement de nantissements d'actifs au Portugal pour 203 millions d'euros, et en Grèce pour 139,5 millions d'euros et en Italie pour 137,2 millions d'euros.

Le tableau ci-dessous présente les nantissements d'actifs de la Société au 31 décembre 2007 :

Type de nantissements/hypothèques (en milliers d'euros)	Montant d'actifs nantis (A)	Total de poste de bilan (B)	% correspondant (A)/(B)
Sur immobilisations incorporelles	-	-	-
Sur immobilisations corporelles	525 801 ⁽¹⁾	1 303 324	40,34 %
Sur immobilisations financières	239 360 ⁽²⁾	-	-

(1) Au niveau des immobilisations corporelles, la référence de comparaison est le total des immobilisations corporelles du bilan consolidé au 31 décembre 2007.

Les principaux actifs corporels objets des nantissements/hypothèques sont :

(en milliers d'euros)	
les actifs éoliens en Angleterre	116 923
les actifs éoliens en Grèce	139 502
les actifs éoliens aux États-Unis	24 735
les actifs éoliens en Italie	91 396
les actifs éoliens en France	34 735
les actifs éoliens au Portugal	117 294
les actifs éoliens en Allemagne	1 215

Ces nombreuses garanties couvrent pour chaque projet 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.

(2) Les nantissements d'actifs financiers concernent deux catégories :

- à hauteur de 126 176 milliers d'euros, les nantissements d'actions accordés aux prêteurs de long terme pour des installations essentiellement éoliennes, complètent en général les garanties données sur les actifs corporels. Il s'agit des titres de filiales du Groupe qui portent les emprunts.

Ces titres sont en général éliminés et les immobilisations financières données en garantie n'apparaissent pas au bilan consolidé ;

- à hauteur de 113 185 milliers d'euros, les nantissements d'autres actifs financiers (comptes bancaires, prêts octroyés par les actionnaires).

Le nantissement porte en général sur la totalité des actifs de la société considérée. Les sociétés concernées et les montants associés peuvent être regroupés par pays :

(en milliers d'euros)	
Italie	148 894
Portugal	72 035
Grèce	17 275
France	1 155

En considérant l'ensemble des éléments nantis (immobilisations, actifs financiers, créances, etc.), la situation est la suivante :

(en milliers d'euros)	
Somme des nantissements/hypothèques et autres sûretés réelles (voir note 30 des états financiers des comptes consolidés)	785 011
Total du bilan consolidé au 31 décembre 2007	2 383 286
Nantissements/Hypothèques rapportés au total du bilan consolidé	32,9 %

Le tableau ci-dessous présente l'échéance des nantissements d'actifs et de titres consentis par le Groupe au 31 décembre 2007 :

(en milliers d'euros)	Total	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans
Ventilation des échéances de nantissements	785 011	45 830	299 594	439 587
		6 %	38 %	56 %

9.6. Engagements contractuels

Le tableau ci-dessous résume les obligations contractuelles, engagements commerciaux et principales échéances de paiement du Groupe au 31 décembre 2007 :

	Total en millions d'euros ^(a)	Paiements dus par période		
		A moins d'1 an	De 1 à 5 ans	A plus de 5 ans
Dettes à long terme	1 001,4	464,0	225,0	312,4
Obligations en matière de location financement ^(a)	-	-	-	-
Contrats de location simple	32,5	3,2	6,6	22,7
Obligations d'achats irrévocables	1 747,0	731,4	1 015,6	-
Autres obligations à long terme	113,4	11,8	34,2	67,4
TOTAL	2 894,3	1 210,4	1 281,4	402,5

(a) Les contrats de crédit-bail étant retraités en consolidation, il n'y a pas d'engagement hors bilan relatif à ce type de contrat.

	Total en millions d'euros	Paiements dus par période		
		A moins d'1 an	De 1 à 5 ans	A plus de 5 ans
Lignes de crédit	508,0	158,0	70,0	280,0
Lettres de crédit	-	-	-	-
Garanties	132,0	23,1	101,7	7,2
Obligations de rachat	-	-	-	-
Autres engagements commerciaux	66,6	43,3	13,0	10,3
TOTAL	706,6	224,4	184,7	297,5

10 Trésorerie et capitaux

10.1. Information sur les capitaux du Groupe

Les informations relatives aux capitaux propres du Groupe figurent au paragraphe 20.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS ».

10.2. Flux de trésorerie

Les informations relatives aux flux de trésorerie figurent au paragraphe 20.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS ».

10.3. Financement

Les informations relatives au financement des activités du Groupe figurent aux paragraphes 9.3 « Structure financière » et 4.4.3 « Risques de liquidité liés au financement ».

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 l'EBITDA et 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. Les dividendes sont alors intégralement conservés sur un compte de réserve jusqu'à ce que le ratio DSCR retrouve le niveau minimum requis.

En général, 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 trésorerie, et imposent 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). 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).

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 2007, la Société respectait chacun de ses engagements et des conditions prévues dans le cadre des financements de projets.

10.5. Sources de financement attendues pour les investissements futurs

A la date d'enregistrement du présent document de référence, les sources de financement attendues pour les financements futurs seront pour l'essentiel des financements de projet. 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 16 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 « Risque de taux d'intérêt »).

11 Recherche et développement, brevets et licences

11.1. Recherche et développement

Le marché des énergies renouvelables, notamment celui de l'éolien, 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.

Présent depuis 1998 dans le secteur des énergies renouvelables en France, le Groupe, fort de son expérience, poursuit ses efforts de recherche afin d'améliorer les techniques existantes et développer des techniques innovantes d'utilisation des énergies renouvelables. A ce titre, dans la filière biomasse, le Groupe participe au développement, avec l'appui de la recherche-développement d'EDF, de techniques innovantes de gazéification. Ces travaux présentent un intérêt particulier pour la valorisation d'énergie dans la mesure où la gazéification 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.

EDF Energies Nouvelles et EDF ont conclu le 31 janvier 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, certains travaux pouvant donner lieu à un préfinancement par EDF. 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.

11.2. Marques, brevets et licences

EDF et la Société ont conclu le 30 août 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 2007

Les informations relatives aux principaux événements intervenus depuis la clôture de l'exercice 2007 figurent au chapitre 6 « Aperçu des activités » et au paragraphe 20.6 « Changement significatif de la situation financière ou commerciale ».

12.2. Perspectives d'avenir

Le Groupe entend poursuivre la croissance rapide de son activité de producteur d'énergie renouvelable tout en maintenant, voire en améliorant sa rentabilité. Cette croissance s'articulera autour d'une poursuite du développement de l'activité éolienne terrestre comme axe prioritaire combinée au développement de relais de croissance sur d'autres filières renouvelables, notamment l'énergie solaire, conformément à la stratégie du Groupe telle que présentée au paragraphe 6.3 « Stratégie ». 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 « Facteurs de risques » 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 objectifs figurant au présent paragraphe.

Objectifs du Groupe

Dans le cadre de sa stratégie de développement dans la production d'énergie verte, le Groupe se donne pour objectif une accélération du développement de ses capacités de production, qui pourraient atteindre jusqu'à 3 000 MW fin 2011 (toutes filières confondues), 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⁾.

En outre, dans le cadre de sa montée en puissance dans le solaire photovoltaïque, le Groupe se fixe pour objectif la construction de plus de 400 MWc, pour compte propre et pour compte de tiers, avant fin 2011.

Au-delà des critères de rentabilité propres au Groupe, 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.

Par ailleurs, les activités de développement-vente d'actifs structurés devraient dégager une marge permettant de couvrir au moins 80 % des frais de développement et *corporate* engagés par le Groupe au cours des deux prochaines années.

(1) Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose d'une capacité installée de 1 035,2 MW détenus en propre et 630,4 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 2008 sur la base des états financiers relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007 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 2007 pour l'exercice 2008 ;
- Une croissance de la capacité installée en 2008 tenant compte des capacités en construction au 31 décembre 2007 mentionnées au Chapitre 6 « Aperçu des activités » dont la mise en exploitation est prévue en 2008 ;
- Des frais de structure et de développement couverts par les marges dégagées par l'activité développement-vente d'actifs Structurés ;
- Des taux de change pris en compte de 1,42 USD et 0,69 GBP pour un euro ;
- Le périmètre est le périmètre de consolidation au 31 décembre 2007 auquel s'ajoute l'activité d'EDF Energies Nouvelles Réparties prise en compte au 1^{er} janvier 2008.

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 « Facteurs de risques » 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 2007, 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.

Prévision du Groupe pour l'exercice 2008

Sur la base des hypothèses ci-dessus, le Groupe confirme pour l'exercice 2008 son objectif d'EBITDA⁽¹⁾ annoncé lors de son introduction en Bourse en novembre 2006 d'au moins 200 millions d'euros (l'objectif était alors établi avec une parité USD / € de 1,26).

(1) Le présent chapitre 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.

13.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les prévisions de bénéfice

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

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 de son document de référence établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

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 effectué nos travaux selon la doctrine professionnelle applicable en France. Ces travaux 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. Ils 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, 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 établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 auprès de l'AMF et ne peut être utilisé dans un autre contexte. »

Les commissaires aux comptes

Paris La Défense et Paris, le 16 avril 2008

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.
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 « Stipulations statutaires relatives aux organes d'administration et de direction – Règlement intérieur du conseil d'administration ».

14.1.1. CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le tableau ci-dessous présente la composition du conseil d'administration à la date d'enregistrement du présent document de référence et 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) :

Nom Fonction Age	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (Assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
Pâris Mouratoglou Président du conseil d'administration 67 ans	13 septembre 1990 16 avril 2004 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Co-Gérant de la Société d'Études et de Réalisation de Port de Plaisance de Saint-Raphaël (SERPP) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de OTV ➤ Co-Gérant de la SCI F.M.K. ➤ Administrateur de EURO SIIF* ➤ Président d'Apollon Solar* ➤ Président du conseil d'administration d'Hôtel Victoria SA* ➤ Gérant de SIIF SARL (Luxembourg)*
Société Internationale d'Investissements Financiers Administrateur représentée par Catherine Mouratoglou 64 ans	30 juin 2000 16 avril 2004 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Président-Directeur général d'EURO SIIF* ➤ Président de Bois Fleuri SAS* ➤ Administrateur de Hôtel Victoria SA* ➤ Gérant de SIIF SARL (Luxembourg)* ➤ Administrateur d'Energia Italia* (Italie)
EDF Administrateur représenté par Olivier Paquier 44 ans	11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Directeur Fusions Acquisitions et Financements Structurés d'EDF* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Président-Directeur général de la société C13* ➤ Président-Directeur général de la société C9* ➤ Directeur Général et Chef de File (distinction) de la société C3* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de la société C14* ➤ Administrateur de la société C15* ➤ Représentant permanent d'EDF au conseil d'administration de SAPAR* ➤ Membre du Comité d'orientation de la société EDF PEI <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de la société SLOE CENTRALE HOLDING BV (Hollande) ➤ Membre du Comité exécutif de DUNKERQUE LNG (C12) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de ELCOGAS (Espagne)

* Fonctions ou mandats en cours.

Nom Fonction Age	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (Assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
EDEV Administrateur représenté par Jean-Pierre Benqué 61 ans	11 octobre 2000 30 mai 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2012	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Directeur Général Adjoint - Commerce d'EDF SA* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur EDEV* ➤ Administrateur de l'association professionnelle l'Union Française de l'Électricité* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur d'EDF Capital Investissement ➤ Membre du conseil de surveillance d'EnBW
Jean-François Astolfi Administrateur 56 ans	24 mars 2005 24 mars 2005 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2007	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Directeur de la division production et ingénierie hydraulique d'EDF* ➤ Président du conseil de surveillance de la Centrale Électrique Rhénane de Gamsheim (CERGA)* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de COFIVA* ➤ Vice-Président du conseil de surveillance de RKI* ➤ Administrateur de Voies Navigables de France <ul style="list-style-type: none"> ➤ Président du conseil d'administration de Central Anahuac SA de CV (Rio Bravo II) ➤ Président du conseil d'administration de Central Saltillo SA de CV <ul style="list-style-type: none"> ➤ Président et administrateur du conseil d'administration de Comego SA ➤ Président du conseil d'administration de Electricidad Aguila de Altamira (Altamira II) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Light ➤ Vice-Président du conseil d'administration d'EDF Suez Gulf ➤ Vice-Président du conseil d'administration d'EDF Port Saïd East
Jean Thomazeau Administrateur 68 ans	29 novembre 2005 29 novembre 2005 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2008	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de COFIGEO, France ➤ Administrateur de BNP PARIBAS PEREGRINE, (Hong Kong) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de PRODEF, France* ➤ Administrateur de BANK OF THE WEST, (États-Unis)* ➤ Vice-Président et Administrateur de la Banque SAFDIE, (Suisse)* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Président du conseil d'administration BNP PARIBAS (EGYPT) SAE, (Égypte)* ➤ Administrateur de la BANCWEST Corp, (États-Unis) *
Elie Cohen ⁽ⁱ⁾ Administrateur 58 ans	18 septembre 2006 1 ^{er} décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur d'Orange ➤ Administrateur de Vigeo ➤ Membre du conseil de surveillance de Stenia* ➤ Administrateur des Pages Jaunes*
Pierre Richard ⁽ⁱ⁾ Administrateur 67 ans	18 septembre 2006 1 ^{er} décembre 2006 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2011	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Président du conseil d'administration de Dexia SA* ➤ Président du conseil de surveillance de Dexia Credit Local* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur délégué de Dexia SA* ➤ Administrateur Vice-Président de Dexia Banque Belgium* (Belgique) ➤ Vice-Président du conseil d'administration de Dexia BIL* (Luxembourg) ➤ Vice-Président du conseil d'administration de Financial Security Assurance Holdings Ltd* (États-Unis) <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur du Crédit du Nord* ➤ Membre du conseil de surveillance du Monde* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur d'Air France-KLM* ➤ Administrateur de Generali France Holding*

* Fonctions ou mandats en cours.

(i) Administrateurs indépendants au sens du Rapport Bouton du 23 septembre 2002. M. Elie Cohen a été nommé sur proposition du Groupe EDF et M. Pierre Richard sur proposition de M. Pâris Mouratoglou.

Nom Fonction Age	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat (Assemblée générale)	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années exercées par l'administrateur, ou le cas échéant, par son représentant permanent
Jean-Louis Mathias Administrateur 60 ans	26 janvier 2007 26 janvier 2007 Assemblée générale statuant sur les comptes clos le 31 décembre 2009	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Directeur Général délégué « Intégration et Opérations Dérégulé France » au sein du groupe EDF* ➤ Directeur Général adjoint du groupe Gaz de France ➤ Conseiller du Président et membre du comité exécutif d'EDF <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de la Fondation Gaz de France ➤ Censeur de Gaz de France International ➤ Administrateur de la Compagnie Française des Méthanes Holding <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de la Compagnie Française des Méthanes <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de COFATECH ➤ Administrateur de COGAC ➤ Administrateur de Gaz du Sud Ouest <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Petrofigaz (représentant permanent de Gaz de France) ➤ Membre du Comité de direction de Gaselys ➤ Administrateur de l'Association Française du Gaz <ul style="list-style-type: none"> ➤ Directeur Général délégué d'EDF* ➤ Membre du conseil de surveillance de Dalkia* ➤ Président du conseil d'administration d'EDF Trading* <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur d'EDEV*

* Fonctions ou mandats en cours.

Catherine Mouratoglou (64 ans) est représentante permanente de la Société Internationale d'Investissements Financiers (« SIF ») 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 Présidente de SIF, société détenant, outre une participation dans EDF Energies Nouvelles, des participations dans plusieurs sociétés hôtelières en France.

Olivier Paquier (44 ans) est représentant permanent d'EDF au conseil d'administration de la Société depuis juillet 2006. 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.

Jean-Pierre Benqué (61 ans) est représentant permanent d'EDEV au conseil d'administration de la Société depuis juin 2007. Titulaire d'un DEA d'Hydraulique et Thermique de la Faculté d'Orsay et ingénieur civil des Ponts et Chaussées, il a commencé sa carrière en 1974 au sein du Laboratoire National d'Hydraulique d'EDF-GDF. En 1986, il est nommé Chef de Service des Études de Réseaux puis, en 1991, Chef de Service Technique d'Électricité au sein d'EDF. Parallèlement, il exerce en tant que professeur de mécanique des fluides appliquée à l'École Nationale des Ponts et Chaussées entre 1985 et 1995. Il est nommé en 1993 directeur exécutif départements d'outre-mer d'EDF, avant d'occuper la fonction de directeur commercial grands clients entre 1998 et fin 2001. Il est depuis 2002 Directeur Général adjoint chargé des activités commerciales au sein du groupe EDF.

Jean-François Astolfi (56 ans) est administrateur de la Société depuis mars 2005. Diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale des Ponts et Chaussées, il a commencé sa carrière au sein de la direction de l'équipement d'EDF en tant qu'ingénieur d'études, puis est nommé en 1990 chef du Département « Juridique-Sites et Environnement ». Il est nommé en 1995 directeur du Centre National d'Équipement Hydraulique, avant d'occuper la fonction de directeur adjoint de la direction de l'équipement d'EDF en 1999 puis celle de directeur délégué de la division « Ingénierie Projets & Services » de la branche Énergies. Depuis juillet 2005, il est directeur de la division « Production et Ingénierie Hydraulique ». Parallèlement à son mandat d'administrateur au sein de la Société, il est également Président du conseil de surveillance de CERGA et Vice-Président du conseil de surveillance de RKI, filiales communes de production hydraulique d'EDF et de EnBW.

Jean Thomazeau (68 ans) est administrateur de la Société depuis novembre 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. Il est actuellement Président de la BNP Paribas-Le Caire.

Pierre Richard (67 ans) a été nommé administrateur de la Société en septembre 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. Il est depuis le 1^{er} janvier 2006 Président du conseil d'administration de Dexia SA.

Élie Cohen (58 ans) a été nommé administrateur de la Société en septembre 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 (60 ans) est administrateur de la Société depuis janvier 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. Depuis décembre 2004, il est 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). Il est également membre du conseil de surveillance de Dalkia et Président du conseil d'administration d'EDF Trading.

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'au 18 juillet 2006.

Pâris Mouratoglou (67 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

Conformément aux stipulations de l'article 16 des statuts, le conseil d'administration du 18 juillet 2006 a nommé M. David Corchia en qualité de directeur général, et, sur proposition du directeur général, M. Yvon André pour l'assister avec le titre de directeur général

délégué (Europe). En outre, le conseil d'administration du 31 août 2006 a nommé, sur proposition du directeur général, M. Christophe Geffray en qualité de directeur général délégué (Industrie).

Nom Fonction Age	Date de première nomination Date de début du mandat actuel Date d'échéance du mandat	Autres mandats ou fonctions au cours des cinq dernières années (les fonctions ou mandats en cours sont suivis d'un astérisque)
David Corchia Directeur Général 39 ans	18 juillet 2006 18 juillet 2006 31 décembre 2009	Néant
Yvon André Directeur Général délégué (Europe) 57 ans	23 avril 2002 23 avril 2002 31 décembre 2009	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de Finance Consult ➤ Administrateur de Sallèle Limousis <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de SODETREL ➤ Membre du Comité de développement de Total Énergie <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de COFIVA ➤ Administrateur de VALPARIMMO ➤ Administrateur de CT Bois Rouge ➤ Administrateur de CT du Moule ➤ Administrateur de TRANSENERGIE ➤ Président du conseil d'administration de SDERD <ul style="list-style-type: none"> ➤ Administrateur de EDEV Italia* ➤ Administrateur d'AlcoGroup (Belgique)*
Christophe Geffray Directeur Général délégué (Industrie) 51 ans	31 août 2006 31 août 2006 31 décembre 2009	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Membre du Comité de Surveillance d'ECK (Pologne) ➤ Administrateur de géothermie Bouillante SA (Guadeloupe)*

David Corchia (39 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 ; il est également directeur général (*Chief Executive Officer*) d'enXco, la principale filiale américaine du Groupe.

Yvon André (57 ans) est directeur général délégué Europe 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 (51 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 depuis juin 2004.

14.1.4. COMITÉ DE DIRECTION

Le directeur général a constitué un comité de direction composé de quatre 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 2007, le comité est constitué de Messieurs David Corchia, Yvon André, Christophe Geffray et Philippe Crouzat.

En outre, le directeur général a mis en place en septembre 2007 un comité de direction élargi bimensuel constitué des membres du comité de direction et des huit directeurs métiers et fonctionnels. Ce comité étudie la mise en œuvre opérationnelle des questions et des décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

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 partenariats avec les entités du Groupe EDF, notamment en recherche-développement et en projets. 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 « Contrôle de la Société »).

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, EDF et EDEV, filiale à 100 % d'EDF, disposent chacun d'un siège au conseil d'administration de la Société et MM. Jean-François Astolfi 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 d'enregistrement 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.

15 Rémunération et avantages

15.1. Rémunération et avantages en nature

Le tableau ci-dessous détaille le montant de la rémunération versée et les avantages en nature octroyés par la Société et ses filiales aux membres du conseil d'administration, au directeur général et aux directeurs généraux délégués au cours des exercices clos les 31 décembre 2006 et 2007.

Nom	Mandat	Rémunération brute et avantages en nature ⁽¹⁾ 2006	Rémunération brute et avantages en nature ⁽¹⁾ 2007
Pâris Mouratoglou	Président-Directeur général puis Président du conseil d'administration à partir du 18 juillet 2006	103 499 ⁽²⁾ euros (dont 2 985 euros d'avantages en nature)	198 212,88 euros (dont 1 193,88 euros d'avantage en nature) 98 292,12 euros au titre de la régularisation des sommes dues pour 2006 108 536 euros au titre du versement d'une prime due au titre de l'exercice 2005
Société Internationale d'Investissements Financiers Représentée par Catherine Mouratoglou	Administrateur	Néant	Néant
EDF Représentée par Olivier Paquier	Administrateur	Néant	Néant
EDEV Représentée par Robert Durdilly jusqu'au 31 mai 2007 puis par Jean-Pierre Benqué	Administrateur	Néant	Néant
Pierre Richard	Administrateur (depuis le 1 ^{er} décembre 2006)	Néant	25 000 euros + 12 000 euros versés en janvier 2008 ⁽³⁾
Elie Cohen	Administrateur (depuis le 1 ^{er} décembre 2006)	Néant	25 000 euros + 18 000 euros versés en janvier 2008 ⁽³⁾
Jean-François Astolfi	Administrateur	Néant	Néant
Jean Thomazeau	Administrateur	Néant	Néant
David Corchia	Directeur Général	339 226 euros	503 334,80 (dont prime de 130 000 euros au titre de l'exercice 2006 et 9 182,28 euros d'avantages en nature)
Yvon André	Directeur Général délégué	287 646 euros (dont 55 000 euros de rémunération variable et 3 460,75 euros d'avantages en nature)	336 070,80 euros (dont prime de 70 000 euros au titre de l'exercice 2006 et 10 062,80 euros d'avantages en nature)
Christophe Geffray	Directeur Général délégué ⁽⁴⁾ (nommé le 31 août 2006)	53 761 euros	194 844,68 euros (dont prime de 23 333 euros au titre de l'exercice 2006 et 3 089,46 euros d'avantages en nature)

(1) Les seuls avantages en nature existants correspondent à des voitures de fonction et à la souscription d'une assurance chômage pour les dirigeants (GSC) au profit d'Yvon André et de David Corchia.

(2) La rémunération totale perçue au titre de l'exercice 2006 après régularisation est de 201 791,12 euros, avantages en nature compris.

(3) Montant versé au titre des jetons de présence 2007 liés à la participation effective aux réunions du conseil d'administration et de ses comités.

(4) Christophe Geffray est rémunéré au titre de son contrat de travail depuis sa nomination en tant que directeur général délégué.

RÉMUNÉRATION VARIABLE

Les primes, qui constituent la part variable des rémunérations visées ci-dessus, sont attribuées de façon discrétionnaire par le conseil d'administration en fonction de la performance individuelle du mandataire considéré pour l'exercice écoulé. Elles sont attribuées en début d'année en référence à l'exercice précédent.

Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2006, il a été versé en février 2007 à M. David Corchia une prime de 130 000 euros, à

M. Yvon André de 70 000 euros et à M. Christophe Geffray de 23 333 euros.

Au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007, il sera versé en mars 2008 : 155 000 euros à M. David Corchia, 77 500 euros à M. Yvon André et 77 500 euros à M. Christophe Geffray.

ACTIONS GRATUITES

Le conseil d'administration a attribué le 5 novembre 2007 dans le cadre du plan d'attribution d'actions gratuites (voir le paragraphe 21.1.5 « Capital social autorisé mais non émis »)

1 000 actions gratuites à chacun de MM. David Corchia, Yvon André et Christophe Geffray.

JETONS DE PRÉSENCE

Seuls les administrateurs indépendants ont perçu des jetons de présence pour l'exercice 2007 conformément à la décision du conseil d'administration en date du 8 mars 2007 prise sur avis du comité des rémunérations.

Les principes suivants ont été retenus pour la répartition annuelle des jetons de présence aux seuls administrateurs indépendants et dans la limite du montant accordé par l'Assemblée avec un plafond de 30 000 euros par exercice et par administrateur :

- un montant fixe forfaitaire annuel de 10 000 euros ;
- un montant variable en fonction de la participation de l'administrateur égal à 2 000 euros par réunion du conseil ou de comité ; et

- attribution en janvier pour la présence au cours de l'année écoulée et en juin pour le montant forfaitaire.

De plus, de façon exceptionnelle afin de rétribuer le travail d'investissement à fournir dans le cadre de leur prise de fonction, le conseil d'administration a décidé d'attribuer un montant exceptionnel de 15 000 euros à chacun des administrateurs indépendants. Ce montant leur a été versé au cours du mois de juin 2007 accompagné de la partie fixe forfaitaire annuelle de 10 000 euros.

La partie variable des jetons de présence correspondant à la présence des administrateurs indépendants aux réunions du conseil d'administration et des comités a été versée en janvier 2008 et est d'un montant de 12 000 euros pour M. Pierre Richard et de 18 000 euros pour M. Elie Cohen.

RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES DE TOUTE NATURE VERSÉS AUX MANDATAIRES SOCIAUX DE LA SOCIÉTÉ PAR LES SOCIÉTÉS CONTRÔLÉES ET PAR LA SOCIÉTÉ QUI CONTRÔLE POUR L'EXERCICE 2007

M. Christophe Geffray est intégralement rémunéré au titre de son contrat de travail par la société EDF EN France. Il a également bénéficié de l'attribution de 50 actions gratuites de la société EDF SA soumises à conditions.

M. Jean-François Astolfi a perçu de la part de la société EDF une rémunération brute pour l'exercice 2007 d'un montant de 166 448 euros plus une part variable de 74 687 euros et des avantages en nature et autres primes statutaires d'un montant de 33 827 euros. Il a également bénéficié de l'attribution de 50 actions gratuites de la société EDF soumises à conditions.

M. Jean-Louis Mathias a perçu de la part de la société EDF une rémunération brute pour l'exercice 2007 d'un montant de 508 431 euros plus une part variable de 202 526 euros et des avantages en nature et autres primes statutaires d'un montant de 44 760 euros. Il a également bénéficié de l'attribution de 50 actions gratuites de la société EDF soumises à conditions.

ENGAGEMENT DE TOUTE NATURE PRIS AU BÉNÉFICE DES MANDATAIRES SOCIAUX VISÉS À L'ARTICLE L. 225-102-1 3 DU CODE DE COMMERCE

Engagement pris au bénéfice du Directeur Général

Le conseil d'administration, dans sa séance du 18 septembre 2006, avait approuvé, le bénéfice d'une indemnité de départ allouée au Directeur Général en cas de révocation ou de non-renouvellement de son mandat au-delà du 31 décembre 2009 pour une nouvelle période de trois ans. Cette indemnité de départ était équivalente à vingt et un mois de rémunération et ne comprenait pas de conditions de performance.

Afin notamment de tenir compte des dernières évolutions législatives (Loi TEPA du 21 août 2007) et conformément à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le conseil d'administration, lors de sa réunion du 19 mars 2008, a décidé d'octroyer une indemnité de départ au Directeur Général en cas de révocation ou de non-renouvellement de son mandat au-delà du 31 décembre 2009 pour une nouvelle période de trois ans, qui se substitue à celle décidée en 2006. Cette indemnité est soumise à des conditions de performance, qui seront appréciées au regard d'un objectif opérationnel retenu par le conseil, et son montant fixé à vingt-quatre mois de rémunération globale.

L'objectif retenu par le conseil afin de mesurer la performance est le développement de 3 000 MW de capacités nettes de production du Groupe d'ici à 2011 (objectif fixé lors de l'introduction en bourse de la Société –voir le chapitre 12 du présent document de référence-), en tenant compte d'objectifs annuels.

En cas de révocation ou de non-renouvellement du mandat au-delà du 31 décembre 2009, l'atteinte de l'objectif sera appréciée sur la base du dernier objectif annuel fixé et l'indemnité variera de 0 à 100 % en fonction du degré de réalisation.

Cette indemnité sera soumise à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires du 28 mai 2008.

Engagement pris au bénéfice du Directeur Général Délégué Europe

Le conseil d'administration, dans sa séance du 25 avril 2007, avait approuvé la signature d'un avenant au contrat de travail d'Yvon André, Directeur Général Délégué Europe, prévoyant le bénéfice d'une indemnité de départ en cas de licenciement, hors cas de faute grave ou lourde. Le montant de cette indemnité était équivalent à dix-huit mois de rémunération sans conditions de performances.

Afin notamment de tenir compte des dernières évolutions législatives (Loi TEPA du 21 août 2007) et conformément à l'article L. 225-42-1 du Code de commerce, le conseil d'administration, lors de sa réunion du 19 mars 2008, a autorisé la signature d'un nouvel avenant au contrat de travail d'Yvon André. Cet avenant en date du 20 mars 2008 prévoit une indemnité de départ en cas de licenciement, hors cas de faute grave ou lourde, dont le montant est fixé à vingt et un mois de rémunération globale. Cette indemnité est soumise à des conditions de performances qui seront appréciées au regard d'un objectif opérationnel retenu par le conseil.

L'objectif retenu par le conseil afin de mesurer la performance est le développement de 3 000 MW de capacités nettes de production du Groupe d'ici à 2011 (objectif fixé lors de l'introduction en bourse de la Société), en tenant compte d'objectifs annuels.

A la date de notification du licenciement, l'atteinte de l'objectif sera appréciée sur la base du dernier objectif annuel fixé et l'indemnité variera de 0 à 100 % en fonction du degré de réalisation.

Cette indemnité sera soumise à l'approbation de l'Assemblée générale des actionnaires du 28 mai 2008.

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 22 000 euros au 31 décembre 2007. 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 « Composition et fonctionnement des organes de direction et de contrôle ».

16.2. Informations sur les contrats de service liant des membres des organes d'administration et de Direction à la Société

A la connaissance de la Société, il n'existe pas 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 du 18 juillet 2006 a institué quatre comités chargés de l'assister dans ses travaux : un comité d'audit, un comité des nominations, un comité des rémunérations et un comité de la stratégie et des investissements. Le conseil d'administration du 26 janvier 2007 a arrêté le principe du regroupement du comité des nominations et du comité des rémunérations et de la modification de la dénomination du comité de la stratégie et des investissements en comité de la stratégie. Le conseil d'administration du 25 avril 2007 a modifié le règlement intérieur en conséquence.

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

Le comité d'audit 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 les personnes exerçant des fonctions salariées au sein de l'entreprise ou de l'une de ses filiales.

Les membres du comité d'audit doivent posséder les compétences financières et/ou comptables nécessaires à l'exercice de leurs fonctions.

Le comité d'audit 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 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'apprécier l'efficacité et la qualité des procédures de contrôle interne du Groupe, afin de s'assurer qu'elles 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,
 - 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 a 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
- 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 examinera 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 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 vérifiera qu'elles sont définies et qu'elles garantissent la fiabilité et la sincérité des informations financières. Il veillera 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.

Pour l'ensemble de ses missions, le comité présentera ses conclusions, recommandations, propositions ou avis au conseil à qui il revient de décider.

Il sera également chargé de relire le rapport du Président sur le fonctionnement du conseil et sur le contrôle interne exigé par la loi.

Au cours de l'exercice 2007, le comité d'audit s'est réuni trois fois, afin notamment d'examiner :

- les comptes sociaux et consolidés du Groupe pour l'exercice 2006 ;
- le rapport financier semestriel (30 juin 2007) ;
- la situation financière et de trésorerie du Groupe ;
- la politique de gestion des risques ; et
- la relecture du rapport du Président sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne relatif à l'exercice 2006.

A la date d'enregistrement du présent document de référence, le comité d'audit est composé de : Messieurs Élie Cohen, Président, Olivier Paquier et Jean Thomazeau.

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 sera 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 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 € sur la zone Europe et 200 000 US \$ 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 cours de l'exercice 2007, le comité des nominations et des rémunérations s'est réuni quatre fois, afin notamment d'examiner :

- la rémunération fixe et variable des mandataires sociaux ;
- la rémunération du Président du conseil ;
- les clefs de répartition des jetons de présence aux administrateurs ; et
- la mise en place de système de fidélisation des salariés au niveau mondial et notamment d'un plan d'attribution d'actions gratuites.

A la date d'enregistrement du présent document de référence, le comité des nominations et des rémunérations est composé de : Messieurs Pierre Richard, Président, Jean-Pierre Benqué et Pâris Mouratoglou.

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 les projets d'investissement de la Société soumis à l'autorisation préalable du conseil d'administration, sur lesquels il émet un avis au conseil d'administration ;
- 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 ;
- examinant et formulant un avis sur le budget annuel des investissements ;

- 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 cours de l'exercice 2007, le comité de la stratégie s'est réuni deux fois afin notamment d'examiner :

- la filière solaire photovoltaïque ;
- les critères d'investissement du Groupe ; et
- les biocarburants.

A la date d'enregistrement du présent document de référence, le comité de la stratégie est composé de : Messieurs Élie Cohen, Président, Jean-Pierre Benqué, Jean-Louis Mathias, Pâris Mouratoglou et Jean Thomazeau.

16.4. Gouvernement d'entreprise

A compter de l'admission aux négociations de ses actions sur Euronext Paris, la Société a mis en œuvre, conformément aux lois et réglementations applicables aux sociétés cotées, des procédures de contrôle interne permettant de prévenir et maîtriser les risques résultant de l'activité de l'entreprise et les risques d'erreurs en particulier dans les domaines comptable et financier.

La Société a ainsi mis en place un ensemble de mesures s'inspirant des recommandations des rapports des groupes de travail présidés par Monsieur Marc Viénot et Monsieur Daniel Bouton pour l'amélioration du gouvernement d'entreprise dont les conclusions ont été présentées au public en juillet 1995, juillet 1999 et le 23 septembre 2002, notamment la création des différents comités décrits ci-dessus ainsi que la nomination de deux membres indépendants au sein du conseil d'administration au sens de ce rapport.

Compte tenu de la mise en œuvre des stipulations du pacte d'actionnaires notamment conclu entre EDF et le groupe Mouratoglou (voir le paragraphe 18.4 « Contrôle de la Société »), la Société ne se conforme pas strictement aux recommandations du rapport Bouton en ce qui concerne le nombre d'administrateurs indépendants au sein du conseil d'administration et au sein des comités 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 sa séance du 25 avril 2007, vise à assurer la transparence du fonctionnement du

conseil d'administration. Les principales dispositions du règlement intérieur sont résumées au paragraphe 21.2.2 « Stipulations statutaires relatives aux organes d'administration et de direction – Règlement intérieur du conseil d'administration ».

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 figurant respectivement en annexes 1 et 2 du présent document de référence.

Enfin, dans le cadre de son introduction en bourse, la Société a adopté le 13 novembre 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

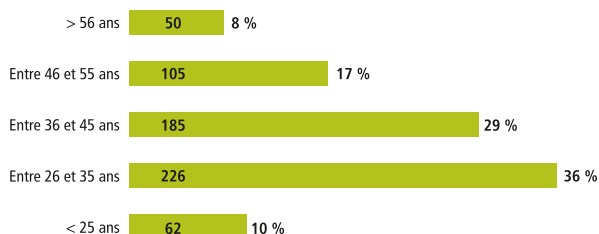
17.1.1. EFFECTIFS DU GROUPE

Au 31 décembre 2007, le Groupe employait 628 salariés, soit une progression de 40 % par rapport au 31 décembre 2006. 50,5 % des salariés sont employés aux États-Unis et 25,2 % en France.

Le tableau ci-dessous présente l'évolution, au cours des deux dernières années des effectifs du Groupe répartis par zone géographique :

Zone géographique	Au 31 décembre	
	2006	2007
Europe, dont :	234	311
Bulgarie	60	60
Espagne	4	12
France	118	158
Grèce	13	20
Portugal	25	23
Royaume-Uni	9	12
Allemagne	3	3
Italie	2	12
Belgique	0	11
États-Unis	215	317
TOTAL	449	628

La pyramide des âges fait ressortir la jeunesse des équipes du Groupe, 46 % des effectifs étant âgés de moins de 35 ans au 31 décembre 2007.



Au 31 décembre 2007, parmi les 628 salariés, 588 étaient employés en contrat à durée indéterminée (CDI), soit 93,6 % des effectifs ; les cadres étaient 238 (soit 37,9 % des effectifs) et les femmes étaient 148 (soit 23,6 % des effectifs).

Les charges de personnel ont présenté au cours de l'exercice 2007 un montant total de 36,4 millions d'euros.

17.1.2. LE GROUPE EN FRANCE

Au 31 décembre 2007, le Groupe employait en France 158 salariés, soit une progression de 34 % par rapport à l'année 2006.

Le Groupe a recruté 54 nouveaux collaborateurs en privilégiant les CDI (en 2007, 97 % des salariés français sont en CDI). Il a attiré de nouveaux talents dans ses différents métiers avec 20 nouveaux embauchés dans les fonctions corporate, 16 à la direction industrie et 18 dans les métiers du développement.

La croissance du Groupe est portée par des équipes jeunes (48 % des salariés français sont âgés de 26 à 35 ans, 27 % de 36 à 45 ans) et hautement qualifiées, issues d'écoles d'ingénieurs, d'écoles de commerce et de grandes universités. Ces équipes partagent les valeurs de l'entreprise telles que la diversité culturelle, l'esprit entrepreneurial, l'innovation, la performance et la réactivité. 121 salariés français ont le statut de cadre.

Le nombre de départs s'élève à 14 en 2007, dont un départ en retraite, une fin de contrat (CDD) et deux licenciements. L'absentéisme est quasi nul, ce qui souligne la forte implication des salariés.

Afin d'accompagner sa croissance, le Groupe a renforcé ses équipes sur l'ensemble de ses métiers :

- les fonctions « Corporate » qui permettent au Groupe une meilleure maîtrise des risques tout en lui assurant une meilleure performance ;
- les équipes de développement afin de répondre aux objectifs de croissance du Groupe dans les différentes filières et de renforcer sa présence sur des nouveaux marchés ; et
- la Direction Industrie qui a été organisée autour de 3 grands piliers :

- la Direction Ingénierie : elle intervient en support des équipes de développement, apporte son savoir-faire dans le suivi de la construction des installations et sécurise l'approvisionnement des équipements. La Direction Ingénierie regroupe au 31 décembre 2007 une quarantaine de personnes réparties sur 5 pays. En 2007, le bureau d'études a vu son effectif passer de 6 à 10 personnes. Les Départements Réalisation et Support Technique sont passés de 12 à 20 personnes,
- la Direction Nouvelles Technologies : elle permet au Groupe d'être au cœur de l'évolution technologique en apportant son expertise technique dans le développement des projets des nouvelles filières des énergies renouvelables (solaire, hydroliennes, biocarburants, etc.),
- la Direction Exploitation et Maintenance : le Groupe s'est fixé comme ambition de se doter d'un département exploitation et maintenance en Europe sur le modèle de celui existant aux États-Unis. Cette nouvelle direction démarre son activité autour de quatre missions : la gestion et la description des installations en production d'une manière homogène et standardisée, la gestion de la production, la gestion de la maintenance et le retour d'expérience d'exploitation. La région de Béziers a été choisie pour implanter le centre d'exploitation et maintenance pour l'Europe. Les équipes se constituent progressivement afin de permettre le déploiement du système de supervision et de conduite des installations et de pouvoir disposer d'une première expérimentation de l'activité de maintenance avec la création du centre régional de maintenance d'Ablis.

17.1.3. LE GROUPE A L'INTERNATIONAL

Le Groupe a poursuivi son expansion à l'international avec une progression de 42 % des effectifs en 2007.

Aux États-Unis, enXco a connu une année particulièrement importante en terme de croissance des effectifs passant de 215 à 317 personnes (+ 47 %). Ses équipes se répartissent entre :

- 221 salariés dans les métiers d'exploitation-maintenance ;

- 65 salariés dans le développement et les métiers techniques. Des spécialistes de la prospection foncière ont été recrutés permettant de sécuriser les terrains. enXco a également décidé de créer des équipes spécialisées dans le développement de projets solaires et de renforcer ses équipes techniques en recrutant un ingénieur météo ainsi qu'un nouveau directeur pour le *Technical Services Group* ;
- 31 personnes dans les fonctions support.

17.1.4. MOBILITÉ A L'INTERNATIONAL

Le Groupe connaît un partenariat réussi avec ses filiales étrangères fondées sur la complémentarité des savoir-faire.

Le Groupe encourage la mobilité internationale de ses cadres et connaît aujourd'hui des exemples réussis d'expatriation, notamment en Angleterre, en Italie, en Grèce et aux États-Unis.

La mobilité internationale permet ainsi de mieux développer les compétences métier du Groupe en fonction des besoins identifiés. Les possibilités d'évolution à l'international sont un atout pour fidéliser, promouvoir et recruter de nouveaux talents. Le Groupe a ainsi recruté 6 jeunes diplômés en VIE (Volontariat International en Entreprise), 4 aux États-Unis, 1 en Grèce et 1 en Espagne.

17.1.5. FORMATION

Le Groupe encourage la formation de ses salariés :

- en mettant en place des programmes de formation interne qui permettent un échange sur les bonnes pratiques, un partage des savoir-faire et connaissances ; et
- en proposant des formations externes permettant de répondre au mieux au besoin d'acquérir des connaissances métiers, et ce,

afin de donner aux collaborateurs l'accès aux outils, méthodes et savoirs leur permettant d'être innovants et performants.

En 2007, 34 % des salariés français ont bénéficié d'une formation, soit environ 30 heures de formation par salarié. Les dépenses de formation représentent environ 1 % de la masse salariale.

17.1.6. FIDÉLISATION

Le Groupe s'attache à motiver et fidéliser ses collaborateurs ainsi qu'à attirer de nouveaux talents. Dans cet objectif, le Groupe a mis en place fin 2007 un plan d'attribution d'actions gratuites pour ses collaborateurs clés en France et dans ses filiales.

L'Assemblée générale du 30 mai 2007 a autorisé, dans sa quatorzième résolution, le conseil d'administration à attribuer des actions gratuites. Le conseil d'administration du 5 novembre 2007 a décidé l'attribution d'actions gratuites à certains dirigeants et salariés en France, pour un total de 24 550 actions. Les actions seront définitivement attribuées à leurs bénéficiaires, sous réserve de présence au sein du Groupe et de l'atteinte de certaines

conditions de performance, au terme d'une période de deux ans, soit en novembre 2009, et seront ensuite 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.

17.2. Options de souscription et d'achat d'actions

Néant.

17.3. Intéressement du personnel

Lors de son introduction en bourse en décembre 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 sont devenus actionnaires

de la Société. 187 998 actions nouvelles ont ainsi été émises au profit des salariés et de certains mandataires sociaux du Groupe.

A la connaissance de la Société, le montant de la participation des salariés au capital social de la Société au 31 décembre 2007 au sens de l'article L. 225-102 du Code de commerce était de 0,11 %.

17.4. 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.

Au cours de l'exercice 2007, 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	Date de l'opération
M. Pâris Mouratoglou (Président du conseil d'administration)	Cession d'actions (apporteur)	525 250 150	37	07/06/2007
Société Internationale d'Investissements Financiers (Administrateur)	Acquisition d'actions (bénéficiaire de l'apport)	525 250 150	37	07/06/2007
M. David Corchia (Directeur Général)	Cession d'actions	332 308,20	55,3847	26/09/2007
	Cession d'actions	1 085 930	54,2965	25/09/2007
	Cession d'actions	728 212,02	53,4703	24/09/2007
	Cession d'actions	1 892 215,83	52,0111	21/09/2007
	Cession d'actions	510 000	51	20/09/2007
	Cession d'actions	3 202 500	42,70	26/04/2007
	Cession (donation)	0 (134 000 titres)	0	23/04/2007
	Cession d'actions	4 730 000	43	23/03/2007
M. Yvon André (Directeur Général délégué)	Cession d'actions	445 719,25	53,3604	30/10/2007
	Cession d'actions	268 227,35	53,6455	30/10/2007
	Cession d'actions	537 406,10	53,7406	29/10/2007
	Cession d'actions	537 756	53,7756	29/10/2007
	Cession d'actions	140 890,81	53,2266	26/10/2007
	Cession d'actions	261 921,97	53,2145	26/10/2007
	Cession d'actions	266 773,80	53,3548	26/10/2007
	Cession d'actions	265 000	53	25/10/2007
	Cession d'actions	4 141,80	53,10	25/10/2007
	Cession d'actions	264 929	52,9858	25/10/2007
	Cession d'actions	214 038,36	53,50959	11/10/2007
	Cession d'actions	272 500	54,50	09/10/2007
	Cession d'actions	216 000	54	09/10/2007
	Cession d'actions	318 000	53	08/10/2007
M. Philippe Crouzat (Directeur financier)	Cession d'actions	473 281,10	40,90	16/03/2007

18 Principaux actionnaires

18.1. Principaux actionnaires

A la date d'enregistrement du présent document de référence, la répartition du capital de la Société était, à sa connaissance, la suivante :

Actionnaire	Actions et droits de vote	% capital et droits de vote
Groupe EDF	31 027 367	50,0 %
<i>dont :</i>		
EDF	10	n.s.
EDEV	31 027 355	50,0 %
Groupe Mouratoglou	15 576 654	25,1 %
<i>dont :</i>		
M. Pâris Mouratoglou	1 000 020	1,6 %
Société Internationale d'Investissements Financiers	14 570 627	23,5 %
Public (y compris salariés)	15 450 713	24,9 %
TOTAL	62 054 734	100,0 %

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 2007, ont déclaré agir de concert à son égard (voir paragraphe 18.4 « Contrôle de la Société »).

Au cours de l'exercice 2007, la Société a été informée du franchissement des seuils de 5, 10, 15 et 20 % du capital et des droits

de vote à la hausse par la Société Internationale d'Investissements Financiers suite à l'apport de Monsieur Pâris Mouratoglou de 14 195 950 actions et, concomitamment, du franchissement à la baisse des mêmes seuils (20 %, 15 %, 10 %, 5 %) par M. Pâris Mouratoglou (voir ci-dessous).

RECLASSEMENT D' ACTIONS EDF ENERGIES NOUVELLES AU SEIN DU GROUPE MOURATOGLOU

EDF Energies Nouvelles a été informée par M. Pâris Mouratoglou, Président du conseil d'administration, qu'il avait fait apport le 7 juin 2007 de 14 195 950 actions qu'il détenait, soit 22,9 % du capital, à la Société Internationale d'Investissements Financiers.

Cette opération est un reclassement interne au Groupe Mouratoglou, la Société Internationale d'Investissements Financiers étant contrôlée par M. et Mme Pâris Mouratoglou. Le Groupe Mouratoglou conserve ainsi 25,1 % du capital et des droits de vote de la Société.

Cet apport a été effectué pour un montant total de 525 250 150 euros, soit 37 euros par action.

Cette opération ne modifie pas les engagements pris par M. Pâris Mouratoglou et la Société Internationale d'Investissements Financiers dans le cadre du pacte d'actionnaires conclu le 17 juillet 2006 avec EDF et EDEV (voir le paragraphe 18.4 « Contrôle de la Société »).

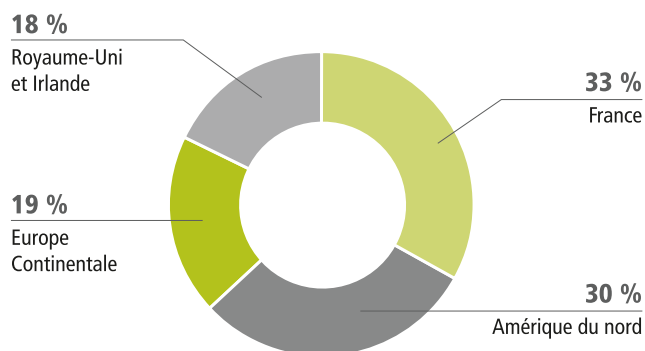
RÈGLEMENT DU PRIX DE CESSION DES ACTIONS CÉDÉES PAR LE GROUPE MOURATOGLOU AU COURS DE L'EXERCICE 2006

Les 25 juin 2007 et 20 décembre 2007, à la demande du groupe Mouratoglou et conformément aux accords conclus entre le groupe Mouratoglou et le groupe EDF (voir décision AMF n° 206C226 du 7 décembre 2006), le groupe EDF a procédé au paiement de 243 388 697,81 euros en règlement des actions à règlement différé

cédées par le groupe Mouratoglou au profit du groupe EDF en vue de maintenir pendant et à l'issue de l'introduction en bourse de la Société la participation du groupe EDF à 50 % du capital ainsi qu'en règlement de l'ajustement de prix sur les actions cédées par le groupe Mouratoglou en juillet 2006.

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE DE L'ACTIONNARIAT

La Société a procédé à l'identification de ses actionnaires au 30 novembre 2007. Sur la base du TPI (titres au porteur identifiables), le flottant se répartissait entre 20 % d'actionnaires individuels et 80 % d'actionnaires institutionnels. La répartition des investisseurs institutionnels par zone géographique était la suivante :



18.2. Négoiations sur le marché Euronext Paris

L'action EDF Energies Nouvelles est cotée sur le marché Euronext Paris (compartiment A) depuis novembre 2006.

Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de l'action de la Société au cours de l'exercice 2007 et jusqu'à mars 2008 :

Période de cotation	Volume (en millions de titres)	Cours de clôture (en euros)	
		Plus haut	Plus bas
Janvier 2007	2,87	40,40	35,42
Février 2007	3,00	43,39	39,70
Mars 2007	2,93	46,00	42,84
Avril 2007	1,39	43,40	38,11
Mai 2007	2,03	43,05	40,55
Juin 2007	1,69	48,55	43,50
Juillet 2007	1,76	50,45	46,10
Août 2007	1,94	50,15	43,00
Septembre 2007	1,96	55,74	46,52
Octobre 2007	2,62	55,37	49,81
Novembre 2007	2,39	57,76	51,35
Décembre 2007	2,51	53,74	45,87
Janvier 2008	4,28	47,66	36,07
Février 2008	2,38	43,40	38,11
Mars 2008	1,97	41,90	35,87

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 « Principaux actionnaires ».

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 »), ont conclu un pacte d'actionnaires (le « Pacte ») 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 du Pacte (voir décision AMF n°206C226 du 7 décembre 2006).

Les principales stipulations du Pacte sont résumées ci-dessous.

PROJET D'ENTREPRISE

Dans le cadre du Pacte, 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 de sa filiale commune avec EDEV dans les énergies 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 « Stratégie ». 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 ;
- *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 « Recherche et développement, brevets et licences ») ;
- *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.

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 ;
- décision de révoquer le directeur général avant le 31 décembre 2009 pour un motif autre qu'une faute grave ou une insuffisance manifeste ;
- 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 occupe la fonction de Président du conseil d'administration jusqu'au 31 décembre 2010 et 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 ; les parties sont néanmoins convenues que le mandat du directeur général actuel, M. David Corchia, expirera le 31 décembre 2009.

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 « Comités du conseil d'administration » et 21.2.2(D) « Règlement intérieur du conseil d'administration ».

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 après l'exercice (intégral ou partiel) d'une éventuelle option de surallocation consentie dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société. Cet engagement expire dès que le Groupe Mouratoglou détient 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 institutionnel 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 Eurolist d'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.

DISPOSITIONS CONCERNANT LA PARTICIPATION DU GROUPE MOURATOGLOU

Si la participation du Groupe Mouratoglou devenait inférieure à 10 % du capital de la Société, EDEV consent, sous respect des engagements de conservation souscrits dans le cadre de l'introduction en bourse de la Société et 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 « Fonctionnement des organes d'administration et de direction » 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 2007, 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 32 des comptes consolidés annuels au 31 décembre 2007 en normes IFRS, présentés au paragraphe 20.1 « Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS ».

19.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées pour l'exercice 2007

« 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.

1. CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS AUTORISÉS AU COURS DE L'EXERCICE

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

Il ne nous appartient pas de rechercher l'existence éventuelle d'autres conventions mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de celles dont nous avons été avisés, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Nous avons effectué nos travaux selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Décision d'investissement et garantie en faveur de Dexia Bank Belgium dans le projet C-Power

Dans le cadre du dossier « Belgique, C-Power – Projet Éolien Offshore », votre conseil d'administration, dans sa séance du 8 mars 2007, a autorisé le lancement de la construction de la phase de démonstration, dans les conditions suivantes :

- engagement supplémentaire de 2,5 millions d'euros au titre des fonds propres nécessaires au financement de projet mis en place avec la banque Dexia ;
- une garantie d'EDF Energies Nouvelles en faveur de Dexia Bank Belgium en tant qu'agent du crédit « Facility Agent » et agent des suretés « Security Agent », au prorata de la participation d'EDF Energies Nouvelles dans C-Power NV avec un plafond de 4 millions d'euros.

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 5 juin 2007, a porté la garantie de 4 millions d'euros à 4,4 millions d'euros.

Personne concernée : Pierre Richard, administrateur d'EDF EN SA et administrateur Vice-Président de Dexia Banque Belgium et Président du conseil de surveillance de Dexia Crédit Local.

Avenant au contrat de travail du Directeur Général Délégué-Europe

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 25 avril 2007, a autorisé le Directeur Général à signer un avenant au contrat de travail de Monsieur Yvon André.

Les principales dispositions de cet avenant sont :

- reprise du contrat de travail de Monsieur Yvon André avec une rémunération égale à sa dernière rémunération en qualité de Directeur Général Délégué ;
- indemnité de 18 mois (incluant les indemnités légales) due en cas de licenciement hors cas de faute grave ou lourde ;
- en cas de licenciement hors cas de faute grave ou lourde, versement d'une indemnité contractuelle supplémentaire dans le cas où la révocation en tant que mandataire social interviendrait avant une période complète d'affiliation au régime de la GSC ouvrant droit à une indemnisation complète, soit après 18 mois d'affiliation complète au régime de la GSC.

Personne concernée : Monsieur Yvon André, Directeur Général Délégué d'EDF EN SA.

Rémunération annuelle du Directeur Général Délégué-Industrie et transfert de son contrat de travail

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 8 mars 2007, a autorisé la signature d'un avenant au contrat de travail de Monsieur Christophe Geffray, comprenant une rémunération annuelle de 168 000 euros à compter du mois de mars 2007, l'attribution d'une voiture de fonction dont le montant de l'avantage en nature est évalué à la somme de 3 370,27 euros et de la constitution d'un capital assurance-vie par des versements mensuels de 732 euros.

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 25 avril 2007, a autorisé le Directeur Général à signer un avenant au contrat de travail de Monsieur Christophe Geffray transférant ce dernier actuellement salarié de la société EDF Energies Nouvelles sur la société EDF EN France. Les conditions de son contrat restent inchangées et son ancienneté est reprise par la société EDF EN France.

Personne concernée : Monsieur Christophe Geffray, Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles SA.

Acquisition de 41,3 % des titres Verdesis

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 12 juillet 2007, a autorisé l'acquisition de la participation détenue par EDEV dans la société Verdesis, soit 41,3 % de la société pour un montant de 1 425 000 euros.

Personnes concernées : Monsieur Jean-Pierre Benqué, représentant d'EDEV, administrateur d'EDF Energies Nouvelles ;

Monsieur Olivier Paquier, représentant d'EDF au conseil d'EDF Energies Nouvelles ;

Monsieur Jean-Louis Mathias, administrateur d'EDF Energies Nouvelles et d'EDEV.

Financements de parcs français : engagements d'actionnaire, garantie d'achèvement et de recours, accords 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 » portant sur l'engagement d'EDF Energies Nouvelles à apporter les fonds propres à chacune de ses filiales (par l'intermédiaire d'EDF EN France), à hauteur des montants nécessaires pour respecter les conditions du financement ;
- les « garanties d'achèvement et de recours », garanties qui peuvent être appelées si EDF Energies Nouvelles n'apporte pas ses fonds propres conformément à l'engagement d'actionnaire, en cas d'annulation du Permis de Construire ou interruption des travaux consécutives à un référé ou si l'achèvement du parc est différé au-delà d'une date butoir ;
- les « garanties de recours » émises pour les parcs de Luc sur Orbieu et de Villesèque concomitamment à la restitution des garanties d'achèvement et de recours de ces mêmes parcs, garanties qui pourront être appelées par les banques en cas d'annulation du Permis de Construire ou de la ZDE du projet de Villesèque ;
- l'« accord intercréanciers » faisant l'objet d'une convention conclue entre, inter alia, les banques, EDF Energies Nouvelles, EDF EN France et les emprunteurs et ayant pour objet, notamment, la subordination des sommes et obligations dues à l'encontre des emprunteurs aux sommes dues aux bénéficiaires.

Personne concernée : Monsieur Yvon André, Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles, Président-Directeur général de la société EDF EN France, elle-même Présidente des sociétés concernées.

Autorisation de conclure la cession à EDF EN Grèce des titres de RETD

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 5 décembre 2007, a autorisé EDF Energies Nouvelles à vendre à EDF EN Grèce, filiale à 100 % d'EDF Energies Nouvelles, la totalité des 75 000 actions qu'elle détient dans la société RETD SA (RENEWABLE ENERGY DEVELOPMENT AND TECHNOLOGY) et qui représentent 75 % du capital de la société pour un prix correspondant à la valeur nette comptable des titres telle qu'elle figure dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles.

Personne concernée : Monsieur Yvon André, Directeur Général Délégué d'EDF Energies Nouvelles, et d'EDF EN Grèce.

2. CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS APPROUVÉS AU COURS D'EXERCICES ANTÉRIEURS DONT L'EXÉCUTION S'EST POURSUIVIE DURANT L'EXERCICE

Par ailleurs, en application du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, approuvés au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours du dernier exercice.

Indemnité de départ du Directeur Général

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 18 septembre 2006, a approuvé le bénéfice d'une indemnité de départ allouée au Directeur Général en cas de révocation ou de non-renouvellement de son mandat au-delà du 31 décembre 2009. L'indemnité de départ est équivalente à vingt et un mois de rémunération.

Engagement envers la société Plein Vent Lou Paou

Votre conseil d'administration, dans sa séance du 28 novembre 2006, a autorisé l'émission d'une lettre de Porte Fort au bénéfice d'un tiers pour le compte de la S.A.S. Plein Vent Lou Paou.

Par cette lettre, votre société se porte fort, envers un tiers, du respect par la société Plein Vent Lou Paou de ses obligations de réalisation clés en main du parc éolien et de l'exploitation et la maintenance du parc pendant la durée de son exploitation, soit quinze ans.

Facturation de prestations de services à la société SIIF Energies Outre-Mer S.A.

Facturation de prestations de services par votre société à la société SIIF Energies Outre-Mer, pour assister cette société dans le cadre d'un concept mis au point par votre société destiné à fournir aux populations résidant dans les DOM-TOM de l'énergie électrique au moyen d'équipements vendus à des investisseurs dans le cadre de la loi relative aux investissements réalisés outre-mer.

Le montant facturé au titre de cette convention par votre société au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2007 s'est élevé à 635 757 euros.

Cette convention a été autorisée par votre conseil d'administration dans sa séance du 24 mars 2000.

Convention d'honoraires avec la société Energies Antilles S.N.C.

Versement par la société Energies Antilles S.N.C. à votre société, à titre d'honoraires, d'une rémunération annuelle calculée sur la base de 0,0044 € hors taxes du KWh facturé à EDF S.A.

La rémunération perçue par votre société au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 s'élève à 575 637 euros.

Cette convention a été autorisée par votre conseil d'administration dans sa séance du 15 décembre 1997.

Prêts subordonnés avec la société HVS (Havsbaserad Vindkraft I Sverige AB)

Votre société a accordé à la société Havsbaserad Vindkraft I Sverige AB les deux prêts subordonnés suivants :

- > prêt, en date du 11 septembre 2003, d'un montant de SEK. 3 500 000 ;
- > prêt, en date du 28 avril 2004, d'un montant de SEK. 12 726 000.

Ces prêts ont été remboursés au cours de l'exercice.

Cette convention a été approuvée par votre Assemblée générale dans sa séance du 16 avril 2004.

Contrat de licence de marque avec la société Electricité de France

La société Électricité de France 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.

Cette convention a été approuvée par votre Assemblée générale dans sa séance du 30 mai 2007. »

Paris La Défense et Paris, le 20 mars 2008

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit Département de KPMG S.A.

Catherine Porta
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin
Associé

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

20.1.	Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS	119
	Compte de résultat consolidé	119
	Bilan consolidé	120
	Tableau consolidé des flux de trésorerie	121
	Tableau de variation des capitaux propres consolidés	122
	Notes annexes aux états financiers consolidés	123
20.2.	Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés en normes IFRS au 31 décembre 2007	172
20.3.	Honoraires des commissaires aux comptes	174
20.4.	Politique de distribution de dividendes	174
20.5.	Procédures judiciaires et d'arbitrage	175
20.6.	Changement significatif de la situation financière ou commerciale	176

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 2007 ont été établis conformément au référentiel IFRS tel qu'applicable dans l'Union européenne au 31 décembre 2007.

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 2006 (établis conformément aux normes IFRS comprenant les données comparatives de l'exercice 2005 selon les mêmes normes) et pour l'exercice clos le 31 décembre 2005 (établis conformément aux normes IFRS comprenant les données comparatives de l'exercice 2004 selon les mêmes normes), ainsi que les rapports des contrôleurs légaux y afférents sont inclus par référence dans le présent document de référence.

20.1. Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS

COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

(en milliers d'euros)	Notes	31/12/2007	31/12/2006
Chiffre d'affaires	6	560 507	334 797
Achats consommés et autres achats		(350 781)	(178 758)
Charges de personnel	8	(36 793)	(28 523)
Charges externes		(77 553)	(59 616)
Impôts et taxes		(6 807)	(8 531)
Autres charges opérationnelles	7	(11 065)	(11 860)
Autres produits opérationnels	7	62 393	44 283
Dotations nettes aux amortissements et provisions		(44 443)	(30 095)
Pertes de valeur		-	(23)
Résultat opérationnel		95 458	61 673
Coût de l'endettement financier	9	(21 572)	(22 028)
Autres charges et produits financiers	9	(3 064)	(1 814)
Résultat financier		(24 636)	(23 842)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES		70 822	37 832
Impôts sur les résultats	10	(18 427)	(10 767)
Quote-part de résultat net des sociétés mises en équivalence	15	1 282	754
Résultat net d'impôt des activités arrêtées		-	(341)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ		53 677	27 478
Dont part du Groupe		51 357	21 907
Dont part des minoritaires		2 320	5 571
Résultat net consolidé par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNPG) en euros			
- de base	11	0,83	0,49
- dilué	11	0,83	0,49

BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF (en milliers d'euros)	Notes	31/12/2007	31/12/2006
Goodwill	12	78 326	41 183
Autres immobilisations incorporelles	13	3 590	3 602
Immobilisations corporelles	14	1 303 324	897 161
Titres mis en équivalence	15	32 054	5 327
Actifs financiers non courants	16	38 022	54 364
Autres débiteurs		44 822	18 794
Impôts différés		15 522	13 955
Actifs non courants		1 515 660	1 034 386
Stocks et en cours	19	128 329	121 399
Créances clients	19	109 519	52 169
Actifs financiers courants	16	65 657	15 584
Autres débiteurs	19	194 818	99 477
Trésorerie et équivalents trésorerie	20	369 303	402 875
Actifs courants		867 626	691 504
Actifs classés comme détenus en vue de la vente		(0)	992
TOTAL DE L'ACTIF		2 383 286	1 726 882

PASSIF (en milliers d'euros)	Notes	31/12/2007	31/12/2006
Capital	22	99 288	99 288
Réserves et résultats consolidés		646 037	610 073
Capitaux propres – Part du Groupe		745 325	709 361
Intérêts minoritaires		11 983	12 756
Capitaux propres		757 308	722 117
Provisions pour avantages du personnel	27	140	140
Autres provisions	27	6 720	4 205
Provisions non courantes		6 860	4 345
Passifs financiers non courants	23	543 654	442 187
Autres créditeurs		200 627	62 516
Impôts différés		58 655	36 092
Passifs non courants		802 936	540 795
Provisions	27	1 955	381
Fournisseurs et comptes rattachés	19	54 774	108 704
Passifs financiers courants	23	499 044	200 659
Dettes d'impôt courant	19	18 949	5 290
Autres créditeurs	19	241 460	143 681
Passifs courants		816 182	458 715
Passifs classés comme détenus en vue de la vente		-	910
TOTAL DU PASSIF		2 383 286	1 726 882

TABLEAU CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>(en milliers d'euros)</i>	Notes	31/12/2007	31/12/2006
Résultat net consolidé des sociétés intégrées		53 677	27 478
- Élimination de la quote-part dans les résultats des sociétés mises en équivalence	15	(1 282)	(754)
- Élimination des amortissements et provisions	28.1	43 263	28 900
- Élimination des gains et pertes latents liés aux variations de juste valeur		3 054	(1 036)
- Élimination des résultats de cessions et des pertes ou profits de dilution	28.2	(2 342)	(9 508)
- Élimination des produits de dividendes		-	(0)
- Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	28.3	11 535	6 255
- Élimination de la charge d'impôt	10	19 347	11 990
- Élimination de la variation des impôts différés		(707)	(1 223)
- Incidence de la variation du besoin en fonds de roulement lié à l'activité	28.4	(11 247)	12 857
- Élimination des gains et pertes de change liés aux variations de juste valeur		-	-
- Coût de l'endettement financier	9	21 572	22 028
Flux de trésorerie générés par l'activité avant impôt et intérêts		136 870	96 986
- Impôts payés		(3 557)	(7 596)
FLUX NETS DE TRÉSORERIE GÉNÉRÉS PAR L'ACTIVITÉ		133 313	89 391
Acquisitions d'immobilisations	28.5	(478 841)	(317 395)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	28.5	2 678	190
Acquisitions d'actifs financiers		(4 582)	-
Produits de cession d'actifs financiers	28.5	671	1 991
Variations des prêts et avances consentis		2 041	9
Dividendes reçus		-	116
Subventions d'investissement reçues		-	-
Incidence des variations de périmètre	28.6	(48 177)	264
Autres flux liés aux opérations d'investissement		(854)	(52)
FLUX NETS DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS D'INVESTISSEMENT		(527 064)	(314 877)
Dividendes versés par la société mère		(6 822)	-
Dividendes versés aux minoritaires		(4 162)	(3 522)
Augmentation (réduction) de capital		1 128	514 901
Émissions d'emprunts	23.3	725 143	436 635
Remboursements d'emprunts	23.3	(302 740)	(240 756)
Intérêts financiers nets versés		(16 649)	(20 919)
Autres flux liés aux opérations de financement		(51 725)	(103 012)
FLUX NETS DE TRÉSORERIE LIÉS AUX OPÉRATIONS DE FINANCEMENT		344 173	583 327
Incidence des variations de change		(5 771)	(980)
Incidence des actifs destinés à être cédés		-	4
Incidence des changements de principes comptables		-	(12 451)
VARIATION DE TRÉSORERIE PAR LES FLUX		(55 349)	344 414
Trésorerie d'ouverture	20	345 269	855
Trésorerie de clôture	20	289 920	345 269
VARIATION DE TRÉSORERIE PAR LES SOLDES		(55 349)	344 414

TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

<i>(en milliers d'euros)</i>	Capital social	Autres réserves et résultat	Réserve de couverture	Réserves de conversion	TOTAL	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
AU 1^{ER} JANVIER 2006	68 973	96 781	(1 658)	4 090	168 186	14 430	182 616
Couverture de flux de trésorerie :					0	182	182
➤ profits/pertes portés en capitaux propres			7 062		7 062		7 062
➤ transférée en résultat de la période			66		66		66
Écarts de change survenant lors de la conversion des activités à l'étranger				(6 251)	(6 251)	(133)	(6 384)
Impôts sur éléments portés directement en capitaux propres ou transférés directement des capitaux propres			(2 046)		(2 046)		(2 046)
Autres variations		330	(240)	244	334	(3 772)	(3 438)
Résultat comptabilisé directement en capitaux propres	0	330	4 842	(6 007)	(835)	(3 723)	(4 558)
Résultat de la période		21 907			21 907	5 571	27 478
Total des produits et charges comptabilisés au titre de la période	0	22 237	4 842	(6 007)	21 072	1 848	22 920
Dividendes						(3 522)	(3 522)
Augmentation de capital	30 315	489 788			520 103		520 103
Total des transactions avec les actionnaires	30 315	489 788	0	0	520 103	(3 522)	516 581
AU 31 DÉCEMBRE 2006	99 288	608 806	3 184	(1 917)	709 361	12 756	722 117
Couverture de flux de trésorerie :					0		0
➤ profits/pertes portés en capitaux propres			11 693	0	11 693	36	11 729
Écarts de change survenant lors de la conversion des activités à l'étranger			0	(10 306)	(10 306)	53	(10 253)
Actions propres		142			142		142
Impôts sur éléments portés directement en capitaux propres ou transférés directement des capitaux propres			(4 004)	35	(3 969)		(3 969)
Autres variations		(192)	75	(28)	(145)	(148)	(293)
Résultat comptabilisé directement en capitaux propres	0	(50)	7 764	(10 299)	(2 585)	(59)	(2 644)
Résultat de la période		51 357			51 357	2 320	53 677
Total des produits et charges comptabilisés au titre de la période	0	51 307	7 764	(10 299)	48 772	2 261	51 033
Dividendes		(6 822)			(6 822)	(4 162)	(10 984)
Actions propres		(5 986)			(5 986)		(5 986)
Augmentation de capital	0				0	1 128	1 128
Total des transactions avec les actionnaires	0	(12 808)	0	0	(12 808)	(3 034)	(15 842)
AU 31 DÉCEMBRE 2007	99 288	647 305	10 948	(12 216)	745 325	11 983	757 308

NOTES ANNEXES AUX ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Note 1	Informations générales	122			
Note 2	Déclaration de conformité	122			
Note 3	Évolution du périmètre	122			
	Entrées	122			
	Sorties	122			
	Autres évolutions du périmètre	122			
Note 4	Principes comptables et méthodes d'évaluation	123			
	4.1. Bases de préparation et de présentation des états financiers	123			
	4.2. Méthodes de consolidation	124			
	4.3. Conversion des opérations en devises	125			
	4.4. Immobilisations corporelles	125			
	4.5. Regroupements d'entreprises et goodwill	126			
	4.6. Autres immobilisations incorporelles	127			
	4.7. Pertes de valeur des actifs non financiers	127			
	4.8. Actifs et passifs financiers	127			
	4.9. Instruments financiers dérivés	129			
	4.10. Stocks	130			
	4.11. Créances clients	130			
	4.12. Trésorerie et équivalents de trésorerie	130			
	4.13. Capital social	130			
	4.14. Impôt sur le résultat	130			
	4.15. Avantages du personnel	131			
	4.16. Autres provisions	131			
	4.17. Reconnaissance des produits et des charges	131			
	4.18. Distribution de dividendes	132			
	4.19. Actifs et passifs détenus en vue de la vente	132			
Note 5	Information sectorielle	132			
	5.1. Information par zone géographique	132			
	5.2. Information par activité	134			
	5.3. Information sur le chiffre d'affaires	134			
	5.4. Information sur le résultat opérationnel	135			
Note 6	Chiffre d'affaires	135			
Note 7	Autres produits et charges opérationnels	135			
Note 8	Personnel	136			
	8.1. Frais de personnel	136			
	8.2. Paiements sur base d'actions	136			
	8.3. Effectifs moyens	136			
Note 9	Résultat financier	136			
	9.1. Coût de l'endettement financier	136			
	9.2. Autres produits et charges financiers	137			
Note 10	Charge d'impôts	137			
Note 11	Résultats par action	137			
Note 12	Goodwill	138			
Note 13	Immobilisations incorporelles	138			
Note 14	Immobilisations corporelles	139			
Note 15	Participations dans les entreprises associées	141			
	15.1. Détail des participations dans les entreprises associées	141			
	15.2. Informations complémentaires sur les entreprises associées	141			
Note 16	Actifs financiers	141			
	16.1. Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs	141			
	16.2. Garanties	142			
	16.3. Variation des actifs financiers	142			
	16.4. Actifs financiers par échéance	142			
Note 17	Actifs financiers disponibles à la vente	143			
Note 18	Instruments financiers dérivés	143			
	18.1. Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés	143			
	18.2. Instruments dérivés et comptabilité de couverture	144			
	18.3. Dérivés de transaction	145			
Note 19	Besoin en Fonds de Roulement	145			
	19.1. Composition et variation du besoin en fonds de roulement	145			
	19.2. Stocks et en cours	146			
	19.3. Autres actifs courants	146			
	19.4. Autres passifs courants	146			
Note 20	Trésorerie et équivalents de trésorerie	147			
	Trésorerie nette à l'ouverture	147			
	Trésorerie nette à la clôture	147			
Note 21	Actifs et passifs détenus en vue de la vente	147			
Note 22	Capitaux propres	148			
	22.1. Capital social	148			
	22.2. Actions propres	148			
	22.3. Distribution de dividendes	148			
Note 23	Passifs financiers	148			
	23.1. Répartition courant/non courant	148			
	23.2. Échéancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable	149			
	23.3. Variation des emprunts et dettes financières	149			
	23.4. Analyse des emprunts et dettes financières par pays	150			
	23.5. Ventilation des emprunts et dettes financières par devise	150			
	23.6. Endettement financier net	151			
Note 24	Gestion des risques financiers	151			
	24.1. Risque de taux	151			
	24.2. Risque de change	152			
	24.3. Risque de liquidité	152			
	24.4. Risque de crédit	153			
Note 25	Information sur la juste valeur des instruments financiers	154			
Note 26	Impôts différés	155			
	26.1. Ventilation des impôts différés par nature	155			
	26.2. Échéances des impôts différés	155			
	26.3. Variation de l'impôt différé	156			
	26.4. Preuve d'impôt	156			
Note 27	Provisions	157			
Note 28	Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie	158			
	28.1. Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat opérationnel	158			
	28.2. Élimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution	158			
	28.3. Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie	158			
	28.4. Incidence de la variation des Besoins en Fonds de Roulement sur éléments courants et non courants	159			
	28.5. Acquisitions et cessions d'immobilisations	159			
	28.6. Incidence des variations de périmètre	160			
Note 29	Actifs et passifs éventuels	160			
Note 30	Engagements	161			
Note 31	Regroupements d'entreprises	161			
Note 32	Transactions avec les parties liées	163			
Note 33	Événements postérieurs à la date de clôture	164			
Note 34	Périmètre	164			

NOTE 1 Informations générales

EDF Energies Nouvelles S.A. est une société anonyme enregistrée et domiciliée en France. Son siège social est situé au 90, Esplanade du Général de Gaulle – 92933 Paris La Défense Cedex.

Les actions de la société EDF Energies Nouvelles, société mère du Groupe, sont négociables sur le marché Eurolist d'Euronext, depuis le 29 novembre 2006.

EDF Energies Nouvelles S.A. (« la Société ») et ses filiales (« le Groupe ») interviennent dans le secteur des énergies nouvelles

ou renouvelables, et notamment dans le domaine de l'énergie éolienne.

Le Groupe opère principalement dans les pays de la zone euro et aux États-Unis.

Ces états financiers consolidés ont été arrêtés le 21 février 2008 par le conseil d'administration.

NOTE 2 Déclaration de conformité

En application du règlement européen n° 1606/2002 du 19 juillet 2002, les états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2007 ont été établis conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne à cette date.

Les comptes 2007 ont intégré les normes et interprétations IFRS obligatoires pour les exercices clos au 31 décembre 2007. Ils intègrent notamment les dispositions de la norme IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » applicables à compter du 1^{er} janvier 2007.

Ils ne prennent pas en compte les normes et interprétations publiées par l'IASB au 31 décembre 2007, qui sont susceptibles de concerner le Groupe, mais qui ne sont pas encore adoptées par l'Union européenne à cette date. Il s'agit principalement de la norme IFRS 8 « Secteurs opérationnels ».

Les évolutions des principes comptables et des méthodes d'évaluations sont détaillées dans la note 4.1.2.

NOTE 3 Évolution du périmètre

La note 34 donne le détail du périmètre et des mouvements de la période.

Les mouvements les plus importants sont les suivants :

Entrées

- En Italie, avec d'une part les acquisitions de Fri El Nurri et Fri El Campania qui portent respectivement les parcs éoliens de Nurri et Andretta Bisaccia, et d'autre part la création de la société Solareolica dont l'activité est photovoltaïque et éolienne.
- En Grèce, avec l'acquisition de la société de développement RETD sur l'éolien et l'entrée en périmètre du parc éolien EEN Viotia.
- En France, avec l'intégration de cinq sociétés portant des parcs éoliens en cours de construction (Villesèque, Luc sur Orbieu, Chemin d'Ablis, Castanet, Salles-Curan), l'acquisition du groupe Photon Power Technologies mis en équivalence axé sur l'activité photovoltaïque, l'acquisition de la société Noréole portant un terrain pour un parc éolien en construction et la création de la société EDF EN Développement.
- En Belgique, l'acquisition du Groupe ALCO (bioéthanol) mis en équivalence et du groupe VERDESIS (biogaz) intégré globalement.
- En Allemagne, l'acquisition du groupe REETEC (maintenance) mis en équivalence.

Sorties

- En France avec la cession du parc éolien de Lou Paou (DVAS – Développement Vente Actifs Structurés).
- Au Mexique avec la cession de la société Empresa Mexicana qui porte le projet hydraulique de San Rafael : en 2006, cette société figurait dans la catégorie des actifs non courants destinés à être cédés.
- Aux États-Unis avec la cession de la filiale Tres Vaqueros : en 2006, cette société figurait dans la catégorie des actifs non courants destinés à être cédés.

Autres évolutions du périmètre

- Aux États-Unis, avec l'acquisition du contrôle de la filiale Patterson Pass anciennement consolidée par mise en équivalence et désormais intégrée globalement et avec la déconsolidation de 42,24 % du parc éolien de Fenton passant d'une intégration globale à une intégration proportionnelle.
- En Espagne, avec l'acquisition de 3,34 % supplémentaires des titres de la société de développement Fotosolar.
- En Bulgarie, avec la cession d'une action de la société Mecamidi Ogosta.
- En Suède, liquidation de la société HVS.

NOTE 4 Principes comptables et méthodes d'évaluation

4.1. Bases de préparation et de présentation des états financiers

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros, sauf indication contraire.

4.1.1. Première application des normes IFRS

L'effet de la première application des normes IFRS au 1^{er} janvier 2004 a été documenté dans le document de référence 2006, page 130, qui présente une réconciliation entre le résultat consolidé 2004, les capitaux propres consolidés au 1^{er} janvier 2004 et au 31 décembre 2004 établis selon le nouveau référentiel comptable IFRS et ceux établis selon les principes comptables français préalablement utilisés, ainsi que les exemptions et autres options comptables appliquées lors de cette transition.

Les principales exemptions d'IFRS 1 et autres options retenues par le Groupe en tant que premier adoptant des normes IFRS au 31 décembre 2005 sont rappelées ci-après :

- les regroupements d'entreprise antérieurs au 1^{er} janvier 2004 n'ont pas fait l'objet d'un retraitement rétrospectif dans le bilan d'ouverture ;
- les différences de conversion relatives à un investissement net dans une entité étrangère et comptabilisées au poste « Différences de conversion » dans les capitaux propres ont été mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation. En conséquence, elles ne seront pas constatées en résultat lors des cessions ultérieures des actifs libellés en monnaie étrangère ;
- les actifs corporels et incorporels figurent au bilan au coût amorti, le Groupe n'ayant pas choisi d'exercer l'option pour la juste valeur.

4.1.2. Évolution des principes comptables et méthodes d'évaluation au 1^{er} janvier 2007

Les méthodes comptables exposées ci-dessous ont été appliquées d'une façon permanente à l'ensemble des périodes présentées dans les états financiers consolidés, à l'exception des normes,

amendements et interprétations d'application obligatoire à compter du 1^{er} janvier 2007 qui sont décrits ci-après :

- IFRS 7 « Instruments financiers : informations à fournir » : cette norme précise les informations à fournir par une entité sur les instruments financiers permettant d'évaluer leur importance au regard de sa situation et de sa performance financières, ainsi que la nature et l'ampleur des risques en découlant ;
- l'application des dispositions d'IFRS 7 a conduit à détailler davantage le résultat financier (note 9) ainsi qu'à produire de nouvelles informations dans les états financiers (note 18.2 *Instruments dérivés et comptabilité de couverture*, note 24 *Gestion des risques financiers*, note 25 *Information sur la juste valeur des instruments financiers*) ;
- dans la mesure du possible, une information comparative est présentée au titre de l'exercice 2006. Toutefois, dans certains cas, cette information comparative n'a pu être donnée compte tenu de l'ampleur des moyens à mettre en œuvre pour l'obtenir ;
- IFRIC 8 « Champ d'application d'IFRS 2 » ;
- IFRIC 9 « Réévaluation des dérivés incorporés » ;
- IFRIC 10 « États financiers intermédiaires et dépréciations », précise les règles applicables aux pertes de valeur comptabilisées sur un goodwill ou sur des titres disponibles à la vente en période intermédiaire ;
- IFRIC 11 « IFRS 2 : Transactions au sein d'un Groupe », clarifie la comptabilisation de paiements en actions effectués par rachat d'actions propres et le paiement en actions dans les comptes d'une filiale sur des instruments de capitaux propres du Groupe ;
- amendement à la norme IAS 1 « Informations à fournir sur le capital ».

A l'exception d'IFRS 7 et de l'amendement à IAS 1, les dispositions de ces normes, amendements et interprétations sont sans incidence sur les états financiers du Groupe.

En outre, le Groupe a décidé de ne pas appliquer par anticipation les normes, amendements et interprétations suivants, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Union européenne :

Norme, amendement ou interprétation	Applicable aux exercices ouverts à compter du :	Estimation de l'impact potentiel sur les comptes consolidés du Groupe :
IFRS 8, « Segments opérationnels » (Remplacement d'IAS 14)	01/01/2009	Impact de présentation restant à évaluer.
IFRIC 12 « Accords de concessions de services »	01/01/2008	Le Groupe n'étant pas engagé dans des contrats de concession de services, il n'est pas concerné par cette interprétation.
IFRIC 13 « Programme de fidélisation des clients »	01/07/2008	Les activités du Groupe ne sont pas concernées par cette interprétation.
IFRIC 14 « IAS 19 – plafonnement de l'actif d'un régime à prestations définies, obligation de financement minimum et incidence »	01/01/2008	Le Groupe n'est pas concerné par cette interprétation.
Amendement à IAS 23 « Coûts d'emprunt »	01/01/2009	Le Groupe ayant déjà pris l'option de comptabiliser les coûts d'emprunt directement attribuables à la construction dans les coûts d'actifs qualifiés, le Groupe n'est pas concerné par cet Amendement.
Amendement à IAS 27 « États financiers consolidés et individuels »	01/07/2009	Impact sur les comptes consolidés restant à évaluer.
Amendement à IFRS 3 « Regroupements d'entreprises »	01/07/2009	Impact sur les comptes consolidés restant à évaluer.

4.1.3. Estimations et hypothèses comptables déterminantes

La préparation des états financiers conformément aux IFRS nécessite de la part de la direction l'exercice du jugement, d'effectuer des estimations et de faire 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 et les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels. Les estimations et les hypothèses sous-jacentes sont réalisées à partir de l'expérience passée et d'autres facteurs considérés comme raisonnables au vu des circonstances et certaines hypothèses concernent le futur. Les estimations comptables qui en découlent sont, par définition, rarement équivalentes aux résultats effectifs se révélant ultérieurement. Les estimations et les hypothèses risquant de façon importante d'entraîner un ajustement significatif de la valeur comptable des actifs et des passifs au cours de la période suivante sont analysées ci-après.

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, conformément à la méthode comptable exposée à la note 4.7. Les unités génératrices de trésorerie qui servent de base à ces calculs sont constituées des parcs éoliens détenus par le Groupe, du portefeuille de projets de génération d'énergie et de l'activité Exploitation et Maintenance. Ces calculs nécessitent de recourir à des estimations, notamment une modélisation des résultats futurs.

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 est appréhendée à partir de la modélisation des résultats futurs.

Il convient de mentionner qu'une part importante des impôts différés actifs résulte de déficits fiscaux créés pour l'essentiel par le bénéfice d'amortissements accélérés attachés aux actifs de production énergétique, et que ces impôts différés ont, de fait, un pendant sous forme d'un impôt différé passif correspondant au retraitement de ces amortissements accélérés.

Méthode à l'avancement

La méthode à l'avancement est retenue pour constater le chiffre d'affaires et la marge sur les projets destinés à la vente. L'appréciation du degré d'avancement des projets à la clôture a par conséquent un impact potentiellement significatif et fait appel en partie au jugement.

4.2. Méthodes de consolidation

La liste des sociétés incluses dans le périmètre de consolidation est donnée en note 34.

4.2.1. Filiales

Une filiale est une entité contrôlée par la Société. Le contrôle est présumé exister lorsque la Société détient directement ou indirectement plus de la moitié des droits de vote. Le contrôle existe également lorsque la Société a le pouvoir de diriger les politiques financières et opérationnelles de l'entité, y compris sans détention d'une majorité de droits de vote. C'est notamment le cas pour les sociétés Petit Canal 2, Petit Canal 3, Petit François et Sainte Rose et pour Pirinska Bistrīta Energia SA (ex Mecamidi Litex).

Les états financiers des filiales sont consolidés ligne à ligne dans les états financiers consolidés à compter de la date du transfert du contrôle effectif jusqu'à la date où le contrôle cesse d'exister.

4.2.2. Coentreprises

Les coentreprises sont les entités sur les activités desquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint en vertu d'un accord contractuel. Elles sont comptabilisées selon la méthode de l'intégration proportionnelle. Les états financiers consolidés incluent la quote-part du Groupe dans les actifs, passifs, produits et charges regroupés, ligne à ligne, avec les éléments similaires de ses états financiers, à compter de la date à laquelle le contrôle conjoint est obtenu jusqu'à la date à laquelle il prend fin.

4.2.3. Entreprises associées

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 %. Les états financiers consolidés incluent la quote-part du Groupe dans le montant total des profits et pertes comptabilisés par les entreprises associées, selon la méthode de la mise en équivalence, à partir de la date à laquelle l'influence notable est exercée jusqu'à la date à laquelle elle prend fin.

Si la quote-part du Groupe dans les pertes d'une entreprise associée est supérieure à sa participation dans celle-ci, la valeur comptable des titres mis en équivalence est ramenée à zéro et le Groupe cesse de comptabiliser sa quote-part dans les pertes à venir, à moins que le Groupe ait une obligation légale ou implicite de participer aux pertes ou d'effectuer des paiements au nom de l'entreprise associée.

4.2.4. Transactions éliminées dans les états financiers consolidés

Les soldes bilantiels, les pertes et gains latents, les produits et les charges résultant des transactions intra-Groupes sont éliminés lors de la préparation des états financiers consolidés.

Les gains latents découlant des transactions avec les entreprises associées et les entités sous contrôle conjoint sont éliminés à concurrence des parts d'intérêt du Groupe dans l'entité.

Les pertes latentes sont éliminées de la même façon que les profits latents, mais seulement dans la mesure où elles ne sont pas représentatives d'une perte de valeur.

4.3. Conversion des opérations en devises

4.3.1. 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 de leur 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.

Dans le cadre de la préparation du bilan d'ouverture en IFRS à la date de transition (1^{er} janvier 2004) et conformément à la norme IFRS 1, les différences de conversion présentées au poste « réserves de conversion » dans les capitaux propres ont été mises à zéro en contrepartie des réserves de consolidation.

4.3.2. Transactions en monnaies étrangères

Les transactions en monnaie étrangère 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 monnaie étrangère 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.

4.3.3. 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 de la sortie de l'activité à l'étranger.

4.4. Immobilisations corporelles

4.4.1. 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 à partir du moment où le succès des projets correspondants est probable. Les critères d'activation majeurs sont les suivants :

- l'obtention d'une promesse de bail ;
- les conditions de vent 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 ou de développement sont capitalisés jusqu'à la date de mise en service des ouvrages et sont amortis sur la durée d'utilité de ces installations.

4.4.2. Amortissement

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
Centrales thermiques	15 ans
Centrales hydroélectriques	40 ans sauf conditions juridiques particulières

Les valeurs résiduelles et les durées d'utilité des actifs sont revues et, le cas échéant, ajustées à chaque clôture.

Lorsque des composants des immobilisations corporelles ont des durées d'utilité différentes, ils sont comptabilisés en tant qu'immobilisations corporelles distinctes.

4.4.3. Dépréciation et sorties d'actifs

La valeur comptable d'un actif est immédiatement dépréciée pour le ramener à sa valeur recouvrable lorsque la valeur comptable de l'actif est supérieure à sa valeur recouvrable estimée.

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.

4.4.4. 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, diminuée du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

4.5. Regroupements d'entreprises et goodwill

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition.

Le coût d'acquisition correspond à la juste valeur des actifs remis, des passifs encourus ou assumés et des instruments de capitaux propres émis par l'acquéreur à la date de l'acquisition, auxquels s'ajoutent les coûts directement attribuables à l'acquisition.

4.5.1. Goodwill

Les actifs acquis identifiés, les passifs et les passifs éventuels repris lors du regroupement d'entreprises sont évalués à la juste valeur à la date d'acquisition. La différence positive entre le coût d'acquisition et la quote-part de l'acquéreur dans la juste valeur des actifs et passifs et passifs éventuels identifiables acquis est enregistrée comme goodwill à l'actif du bilan. Si cette différence est négative, elle est enregistrée directement en résultat.

Lorsque l'accord de regroupement d'entreprise prévoit un ajustement du prix d'achat dépendant d'événements futurs, le montant de cet ajustement est inclus dans le coût du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition si cet ajustement est probable et peut être mesuré de manière fiable.

Lorsque la comptabilisation initiale d'un regroupement d'entreprise ne peut être déterminée que provisoirement, le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises considéré.

Les goodwill sont affectés aux unités génératrices de trésorerie et ne sont pas amortis, mais font l'objet d'un test annuel de dépréciation. Les pertes de valeur des goodwill ne sont pas réversibles.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 4.7 « Pertes de valeur des actifs non financiers ».

Le résultat dégagé sur la cession d'une entité tient compte de la valeur comptable du goodwill de l'entité cédée.

4.5.2. Acquisition d'entreprises par achats successifs

Lorsque le regroupement s'effectue par achats successifs, chaque transaction importante est traitée séparément pour la détermination de la juste valeur des actifs et passifs identifiables acquis et du goodwill en résultant.

Lorsqu'un achat complémentaire permet l'obtention du contrôle d'une entreprise, la part d'intérêt détenue précédemment par l'acquéreur est réévaluée sur la base des justes valeurs des actifs et passifs identifiables déterminées lors de cet achat complémentaire. La contrepartie de la réévaluation est enregistrée en capitaux propres.

4.5.3. Intérêts minoritaires

Les intérêts minoritaires sont comptabilisés sur la base de la juste valeur des actifs nets acquis.

S'agissant des acquisitions d'intérêts minoritaires, en l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS, le Groupe a choisi d'appliquer le traitement comptable selon lequel, en cas d'acquisition complémentaire de titres d'une filiale déjà consolidée par intégration globale, aucune réévaluation complémentaire des actifs et passifs identifiables n'est enregistrée. L'écart entre le coût d'acquisition et la quote-part complémentaire acquise dans l'actif net de l'entreprise est enregistré en goodwill.

Corrélativement, les opérations qui conduisent à une diminution des intérêts – part du Groupe sans perte de contrôle sont traitées

comme des cessions d'intérêts aux minoritaires et la différence entre la quote-part d'intérêt cédée et le prix perçu des minoritaires est constatée en résultat.

La révision par l'IASB de la norme IFRS 3 pourrait conduire à un traitement comptable différent de celui exposé ci-dessus.

4.6. Autres immobilisations incorporelles

Les autres immobilisations incorporelles qui ont été acquises par le Groupe sont comptabilisées à leur coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur.

Celles-ci sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité estimée.

4.7. Pertes de valeur des actifs non financiers

Les actifs ayant une durée d'utilité indéfinie et qui ne sont pas amortis sont soumis à un test annuel systématique de dépréciation et à chaque fois qu'il survient des indicateurs de risque que la valeur recouvrable puisse être inférieure à la valeur comptable.

Dans le cas du Groupe, les actifs ayant une durée d'utilité indéfinie sont essentiellement les goodwill. Ces éléments font l'objet d'un test annuel de dépréciation. Le taux retenu pour actualiser les flux de trésorerie associés est fonction des activités rattachables à chacun des goodwill individuels et tient compte des risques de ces activités ainsi que de leur localisation géographique. Les tests sont conduits après la fin de la période d'affectation (12 mois suivant l'acquisition). Sauf événement particulier, le test annuel est réalisé à l'occasion du processus annuel de prévision budgétaire et de plan moyen terme.

Les actifs qui font l'objet d'un amortissement sont soumis à un test de dépréciation dès lors qu'il survient des indicateurs de risque que la valeur recouvrable puisse être inférieure à la valeur comptable.

Une dépréciation est comptabilisée à concurrence de l'excédent de la valeur comptable sur la valeur recouvrable de l'actif. La valeur recouvrable est le montant le plus élevé de la juste valeur diminuée des coûts de cession et de la valeur d'utilité. La valeur d'utilité est notamment appréciée selon la méthode des flux de trésorerie futurs actualisés, mais dans le cas de certains actifs de production énergétique et dans certains pays, des valeurs de référence issues de marché peuvent exister et être utilisées.

Pour la réalisation des tests, les actifs sont regroupés en unités génératrices de trésorerie, qui représentent le niveau le moins élevé générant des flux de trésorerie indépendants, sur la base d'un découpage opérationnel. Le taux d'actualisation retenu est déterminé pour chaque groupe d'actifs testé selon la méthode du coût moyen pondéré du capital (WACC). Les pertes de valeur identifiées sont imputées en priorité sur les goodwill. L'excédent non imputé est affecté aux actifs rattachés à l'unité génératrice de trésorerie correspondante.

Pour les actifs non financiers (autres que les goodwill) ayant subi une perte de valeur, la reprise éventuelle de la dépréciation est examinée à chaque date de clôture annuelle ou intermédiaire. La perte de valeur est reprise le cas échéant à hauteur du plus petit montant entre la nouvelle valeur et la valeur nette comptable qui aurait été celle de l'actif s'il n'avait pas été déprécié.

En complément, les informations suivantes permettent de préciser comment se fait la mise en œuvre de ces principes pour les actifs amortissables au sein du Groupe :

La quasi-totalité des actifs corporels du Groupe est constituée d'actifs de production énergétique et essentiellement des parcs éoliens. 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. Dans certains cas, et quand il y avait la possibilité de conclure à l'unicité de projet, les actifs de plusieurs sociétés ont été exceptionnellement regroupés (c'est le cas par exemple de plusieurs parcs éoliens situés dans une même zone géographique d'un pays donné et partageant des actifs communs, tels que la ligne raccordant les installations au réseau électrique, ou qui sont gérés par une même équipe d'exploitation maintenance).

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 flux de trésorerie futurs utilisés lors des tests de dépréciation reposent sur des prévisions qui sont remises à jour annuellement. 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 les calculs sont essentiellement les trois suivantes :

- variations durables du vent ;
- 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 stabilisé pour les centrales en activité.

Les flux de trésorerie ainsi déterminés font l'objet d'une actualisation selon un taux de coût moyen pondéré du capital qui peut varier selon la zone géographique de l'unité génératrice de trésorerie.

4.8. Actifs et passifs financiers

Les actifs financiers comprennent les immobilisations financières (titres de participation non consolidés et autres titres de placement), les prêts et créances financières ainsi que la juste valeur positive des dérivés.

Les passifs financiers comprennent les emprunts et dettes financières, les concours bancaires et la juste valeur négative des instruments dérivés.

Les actifs et passifs financiers sont présentés au bilan en actifs ou passifs courants ou non courants selon que leur échéance est inférieure ou supérieure à un an, à l'exception des dérivés de transaction qui sont classés en courant.

4.8.1. Actifs et passifs financiers à la juste valeur avec variations de juste valeur en résultat

Les actifs financiers à la juste valeur avec les variations de juste valeur en résultat sont désignés comme tels à l'initiation de l'opération car :

- ils ont été acquis dès l'origine avec l'intention de revente à brève échéance ;
- ou il s'agit de dérivés non qualifiés de couverture (dérivés de transaction) ;
- ou le Groupe a choisi de les classer dans cette catégorie selon l'option offerte par la norme IAS 39.

Ces actifs sont comptabilisés à l'origine à leur coût d'acquisition hors frais accessoires d'achat. A chaque date d'arrêté comptable, ils sont évalués à leur juste valeur.

Les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat financier.

En ce qui concerne l'option sur la juste valeur, le Groupe classe un actif ou un passif dans la catégorie « juste valeur sur option » dans les 3 cas suivants :

- élimination ou réduction significative d'une incohérence dans la méthode d'évaluation d'actifs ou de passifs ;
- gestion de la performance d'un groupe d'actifs/passifs à la juste valeur, conformément aux stratégies documentées et au reporting effectué auprès du management ;
- l'actif ou le passif comprend un instrument dérivé incorporé.

4.8.2. Actifs financiers détenus jusqu'à l'échéance

Sont classés dans cette catégorie les actifs financiers à maturité fixe que le Groupe a acquis avec l'intention et la capacité de les détenir jusqu'à leur échéance. Ils sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts comptabilisés au taux d'intérêt effectif sont enregistrés dans la rubrique « Autres charges et produits financiers » du compte de résultat.

4.8.3. Actifs financiers disponibles à la vente

Les actifs financiers disponibles à la vente comprennent les titres de participation ainsi que les titres de placement. 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. S'il n'existe pas de marché actif, le Groupe a recours à des méthodes d'évaluation communément utilisées. Quand une juste valeur ne peut être estimée de manière fiable au moyen d'autres méthodes d'évaluation admises comme l'actualisation des flux futurs, ces titres sont évalués à leur coût d'acquisition, diminué de toute dépréciation cumulée.

Pour les actifs financiers disponibles à la vente représentant les titres de dettes, les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif sont crédités au compte de résultat dans le poste « Intérêts et dividendes reçus sur actifs financiers ».

S'il existe une baisse significative et durable de la juste valeur des actifs disponibles à la vente, la moins-value latente est reclassée des capitaux propres au résultat de l'exercice. Si, au cours d'une période ultérieure, la juste valeur d'un actif disponible à la vente

augmente, l'accroissement de valeur est inscrit en capitaux propres pour les instruments de capitaux propres tandis qu'elle motive une reprise en résultat de la dépréciation antérieurement constatée au titre des instruments de dettes.

4.8.4. 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.

Les intérêts reconnus au taux d'intérêt effectif sont comptabilisés dans le poste « Intérêts et dividendes reçus sur actifs financiers » du résultat financier.

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'instrument financier. Le montant de la perte est inclus dans le poste « Dépréciation nette des actifs financiers » du résultat financier. Si, au cours d'un exercice ultérieur, la perte diminue, elle est reprise en résultat.

4.8.5. Dettes financières et dettes d'exploitation

Les dettes financières sont comptabilisées selon la méthode du coût amorti avec séparation éventuelle des dérivés incorporés. Les intérêts calculés au taux d'intérêt effectif, sont comptabilisés au poste « Coût de l'endettement financier » sur la durée de la dette financière.

4.8.6. Engagements d'achat d'intérêts minoritaires

Les autres passifs financiers comprennent notamment les engagements d'achats d'intérêts minoritaires pris par le Groupe.

Au cas particulier des puts sur minoritaires et en l'absence de précisions dans les textes IFRS, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour ces engagements :

- à la mise en place du put, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des intérêts minoritaires. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des intérêts minoritaires, le solde est comptabilisé en goodwill ;
- à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de passif trouvent leur contrepartie en goodwill, à l'exception de l'effet de désactivation du passif, qui est comptabilisé en résultat financier.

En cas de put à prix fixe, le passif correspond à la valeur actualisée du prix d'exercice.

En cas de put à la juste valeur ou à prix variable, le montant du passif est évalué sur la base d'une estimation à la juste valeur à la date de clôture ou de l'application des modalités contractuelles du prix d'exercice sur la base des derniers éléments connus.

4.8.7. Décomptabilisation des actifs et passifs financiers

Le Groupe décomptabilise tout ou partie :

- d'un actif financier lorsque les droits contractuels constituant cet actif arrivent à expiration, lorsque le Groupe transfère substantiellement la quasi-totalité des risques inhérents à la propriété de l'actif ;
- d'un passif financier lorsque le passif est éteint du fait de l'annulation de l'obligation ou de l'arrivée à échéance. Lorsqu'une restructuration de dette a lieu avec un prêteur, et que les termes sont substantiellement différents, le Groupe enregistre un nouveau passif.

4.9. Instruments financiers dérivés

4.9.1. Champ d'application

Le champ d'application des instruments financiers dérivés a été défini par le Groupe conformément aux dispositions et principes introduits par la norme IAS 39.

En particulier, les contrats d'achat et de vente à terme avec livraison physique d'énergie ou de matières premières sont considérés comme exclus du champ d'application de la norme IAS 39, dès lors que ces contrats ont été conclus dans le cadre de l'activité dite « normale » du Groupe. Cette qualification sera démontrée dès que les conditions suivantes sont réunies :

- une livraison physique intervient systématiquement ;
- les volumes achetés (vendus) au titre de ces contrats correspondent aux besoins d'exploitation du Groupe ;
- les contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'option au sens de la norme. Dans le cas particulier des contrats de vente d'électricité, le contrat est assimilable en substance à une vente à terme ferme ou s'apparente à une vente de capacité.

Dans ce cadre, le Groupe considère que les transactions négociées avec l'objectif d'un équilibrage en volumes entre les engagements d'achat et de vente d'électricité entrent dans le cadre de son métier d'électricien intégré et sont exclues du champ d'application de la norme IAS 39.

Conformément aux principes de la norme IAS 39, le Groupe analyse l'ensemble de ses contrats – portant sur des éléments financiers ou non financiers – afin d'identifier l'existence d'éventuels instruments dérivés dits « incorporés ». Toute composante d'un contrat qui affecte les flux du contrat concerné de manière analogue à celle d'un instrument financier dérivé autonome répond à la définition d'un dérivé incorporé au contrat.

Si les conditions prévues par la norme sont réunies, un dérivé incorporé est séparé en comptabilité, en date de mise en place du contrat.

4.9.2. 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. Le Groupe peut également faire référence à des transactions récentes comparables ou utiliser une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et intégrant des données directement dérivées de ces données observables.

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.

4.9.3. 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 :

- l'opération de couverture doit couvrir les variations de juste valeur ou des flux de trésorerie imputables au risque couvert et l'efficacité de la couverture (représentant le niveau de compensation des variations de valeur de l'instrument de couverture avec celles de l'élément couvert ou de la transaction future) se situe dans une fourchette comprise entre 80 % et 125 % ;
- en ce qui concerne les opérations de couverture de flux de trésorerie, la transaction future, objet de la couverture, doit être hautement probable ;
- l'efficacité de la couverture est déterminée de manière fiable ,
- l'opération de couverture est étayée par une documentation adéquate dès sa mise en place.

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 (correspondant à l'excédent de variations de juste valeur de l'instrument de couverture par rapport aux variations de juste valeur de l'élément couvert). Lorsque les flux de trésorerie couverts se matérialisent, les montants jusqu'alors enregistrés en capitaux propres sont repris au compte de résultat symétriquement aux flux de l'élément couvert, ou, lorsqu'il s'agit d'une couverture d'un engagement ferme pour l'acquisition d'actifs non financiers, ils sont comptabilisés dans le coût de cet actif non financier ;
- couverture d'un investissement net : il s'agit de couvrir l'exposition au risque de change associé à un investissement net dans une entité étrangère. Les variations cumulées de juste valeur des instruments de couverture sont enregistrées en capitaux propres

pour leur partie considérée comme efficace jusqu'à la sortie de l'investissement net, date à laquelle ce montant est comptabilisé en résultat de cession. La partie inefficace de la couverture (déterminée selon les mêmes modalités que pour une couverture de flux futurs) est enregistrée directement en résultat.

La relation de couverture prend fin dès lors que :

- un instrument dérivé cesse d'être un instrument de couverture efficace ;
- un instrument dérivé échoit, est vendu, annulé ou exercé ;
- l'élément couvert est arrivé à échéance, a été vendu ou remboursé ;
- une transaction future n'est plus considérée comme hautement probable.

Seuls les instruments dérivés externes au Groupe étant réputés éligibles à la comptabilité de couverture, les résultats relatifs aux instruments dérivés internes sont éliminés dans les comptes consolidés. Toutefois dans le cadre d'une relation de couverture initiée au moyen de dérivés internes au Groupe, la comptabilité de couverture s'applique s'il est démontré que les instruments dérivés internes donnent lieu à un retournement à l'extérieur du Groupe.

4.10. 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 approvisionnement est déterminé à l'aide de la méthode du premier entré – premier sorti.

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.

Les travaux en cours sur les projets destinés à être vendus sont reconnus à la méthode de l'avancement conformément à la norme IAS 11. Le pourcentage d'avancement est déterminé sur la base des coûts mis en œuvre et de la marge attendue à fin de projet et en considérant des critères techniques et objectifs ce qui permet de calculer un revenu et un coût des ventes associés.

Des provisions sont constituées pour faire face aux pertes à terminaison sur les contrats quand celles-ci sont connues.

4.11. Créances clients

Les créances clients sont initialement comptabilisées à leur juste valeur, puis ultérieurement évaluées à leur coût amorti, à l'aide de la méthode du taux d'intérêt effectif, déduction faite des dépréciations. 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. Le montant de la dépréciation représente la différence entre la valeur comptable de l'actif et la valeur des flux de trésorerie futurs estimés, actualisée au taux d'intérêt effectif initial.

4.12. Trésorerie et équivalents de trésorerie

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 et les découverts bancaires. Les découverts bancaires figurent au passif courant du bilan, dans les « Passifs financiers courants ».

4.13. Capital social

Les actions ordinaires sont classées en tant qu'instrument 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 sur le résultat), 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.

4.14. 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 bénéfiques 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.

4.15. Avantages du personnel

4.15.1. 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.

4.15.2. 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).

4.15.3. 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 long terme à ses salariés. Les salariés du Groupe ne bénéficient pas notamment de tarif spécifique sur l'électricité.

4.16. 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.

4.16.1. Provisions pour démantèlement

Pour les installations éoliennes, des provisions pour démantèlement/déconstruction sont constituées, en fonction des conditions liées à l'occupation des terrains (propriété du Groupe ou baux à long terme), dans ce dernier cas, en fonction des conditions figurant dans les baux sur l'état des terrains lors de la restitution et sur la base du coût probable lorsque l'opération de démantèlement/déconstruction incombe au Groupe.

Pour les installations thermiques, des provisions pour démantèlement sont comptabilisées en fonction de la puissance installée.

Dans les deux cas, ces provisions ont été actualisées au taux de 4,5 %.

Un composant « actif de démantèlement » est créé en contrepartie, puis amorti linéairement sur la durée d'utilité du bien subséquent.

4.16.2. 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.

4.17. Reconnaissance des produits et des charges

4.17.1. Vente de biens et prestations de service

Les produits des activités ordinaires correspondent à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir au titre des biens et des services vendus dans le cadre habituel des activités du Groupe. Les produits des activités ordinaires figurent nets des retours de marchandises, des rabais et des remises, et déduction faite des ventes intra-groupes.

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. 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. 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 marchandises en cas de droit d'annulation de l'achat, et lorsque le Groupe reste impliqué dans la gestion des biens.

4.17.2. Contrats de construction

Lorsque 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.

4.17.3. 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 et comptabilisées dans le compte de résultat en autres produits opérationnels de façon systématique sur la durée d'utilité de l'actif faisant l'objet de la subvention.

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.

4.17.4. Produits d'intérêts

Les produits d'intérêts sont comptabilisés en résultat financier, prorata temporis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Lorsqu'une créance est dépréciée, le Groupe ramène la valeur comptable de celle-ci à sa valeur recouvrable – qui représente les flux de trésorerie futurs estimés, actualisés au taux d'intérêt effectif initial de l'instrument – et continue de comptabiliser l'effet de la désactualisation en produits d'intérêts. Les produits d'intérêts sur les prêts dépréciés sont comptabilisés selon la méthode du taux d'intérêt effectif initial.

4.17.5. Dividendes

Les dividendes sont comptabilisés en résultat financier lorsque le droit de recevoir le dividende est établi.

4.17.6. 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.

4.17.7. Paiements au titre de contrats de location-financement

Les paiements minimaux au titre d'un contrat de location-financement sont ventilés entre charge financière et amortissement 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 périodique constant à appliquer au solde de la dette restant dû.

4.17.8. Résultat financier net

Le résultat financier net comprend les intérêts à payer sur les emprunts 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.

Les produits provenant des intérêts sont comptabilisés dans le compte de résultat lorsqu'ils sont acquis en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif.

La charge d'intérêt comprise dans les paiements effectués au titre d'un contrat de location-financement est comptabilisée en utilisant la méthode du taux d'intérêt effectif.

4.18. 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.

4.19. Actifs et passifs détenus en vue de la vente

Immédiatement avant la classification de l'actif comme détenu en vue de la vente, les valeurs comptables des actifs (et de tous les actifs et passifs du Groupe destinés à être cédés) sont évaluées selon les normes qui leur sont applicables. Ensuite, lors de la classification initiale comme détenus en vue de la vente, les actifs non courants et les groupes d'actifs destinés à être cédés sont comptabilisés au montant le plus faible entre la valeur comptable et la juste valeur diminuée des coûts de la vente.

Les pertes de valeur résultant du classement d'un actif (ou groupe d'actifs) comme détenu en vue de la vente sont comptabilisées en résultat, que les actifs aient été ou non comptabilisés antérieurement selon le modèle de la réévaluation périodique. Les profits et pertes au titre des évaluations ultérieures sont traités de la même façon. Le profit comptabilisé ne peut pas excéder le cumul des pertes de valeur comptabilisées.

Une activité abandonnée est une composante de l'activité du Groupe qui représente une ligne d'activité ou une région géographique principale et distincte ou est 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. Un groupe destiné à être abandonné peut également satisfaire les critères pour être classé comme activité abandonnée.

NOTE 5 Information sectorielle

5.1. Information par zone géographique

Un secteur est une composante distincte du Groupe qui est engagée soit dans la fourniture de produits ou services liés (secteur d'activité), soit dans la fourniture de produits ou de services dans un environnement économique particulier (secteur géographique)

et qui est exposée à des risques et à une rentabilité 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 un secteur primaire géographique et un secteur secondaire par activité.

► EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007

<i>(en milliers d'euros)</i>	Europe	Amériques	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires externe	186 534	373 973	-	560 507
Autres produits opérationnels	37 517	24 876	-	62 393
TOTAL PRODUITS	224 051	398 849	-	622 900
Résultat opérationnel par secteur	37 586	57 872	-	95 458
Autres éléments du compte de résultat				
Dotation aux amortissements et provisions opérationnelles	(31 845)	(12 598)	-	(44 443)
Pertes de valeur	-	-	-	-
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	1 282	-	-	1 282
Impôt sur le résultat	(6 724)	(11 703)	-	(18 427)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	27 451	26 226	-	53 677
Autres informations				
Actifs sectoriels	2 011 003	508 552	(136 269)	2 383 286
Passifs sectoriels	1 874 735	644 820	(136 269)	2 383 286
Entreprises associées	32 054	-	-	32 054
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	344 806	166 509	-	511 315

► EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2006

<i>(en milliers d'euros)</i>	Europe	Amériques	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires				
Chiffre d'affaires externe	163 310	171 487	-	334 797
Autres produits opérationnels	40 870	3 413	-	44 283
TOTAL PRODUITS	204 180	174 900	-	379 080
Résultat opérationnel par secteur	34 592	27 081	-	61 673
Autres éléments du compte de résultat				
Dotation aux amortissements et provisions opérationnelles	(21 488)	(8 607)	-	(30 095)
Pertes de valeur	(23)	-	-	(23)
Quote-part dans le résultat des sociétés mises en équivalence	866	(112)	-	(754)
Impôt sur le résultat	(2 762)	(8 005)	-	(10 767)
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ	16 623	10 855	-	27 478
Autres informations				
Actifs sectoriels	1 499 118	323 492	(95 728)	1 726 882
Passifs sectoriels	1 403 390	419 220	(95 728)	1 726 882
Entreprises associées	3 786	1 541	-	5 327
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	224 133	105 214	-	329 347

5.2. Information par activité

► EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2007

(en milliers d'euros)	Production	Exploitation / Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Éliminations	Total
Produits provenant des clients externes	175 006	23 675	397 975	(36 149)	560 507
Valeur comptable des actifs	1 432 974	35 764	1 377 212	(462 664)	2 383 286
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	275 279	2 296	234 775	(1 035)	511 315

► EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2006

(en milliers d'euros)	Production	Exploitation / Maintenance	Développement - vente d'actifs structurés	Éliminations	Total
Produits provenant des clients externes	138 492	22 251	210 669	(36 615)	334 797
Valeur comptable des actifs	882 548	28 246	1 105 803	(289 715)	1 726 882
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	209 387	427	123 997	(4 464)	329 347

5.3. Information sur le chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté de 67,4 %, s'établissant à 560,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 334,8 millions d'euros au 31 décembre 2006. A taux de change constant la progression est de 77 %.

Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 14,2 % passant de 163,3 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 186,5 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette augmentation s'explique comme suit :

- le chiffre d'affaires de l'activité Production progresse de 24,3 %, passant de 106,2 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 132 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette hausse de 26 millions d'euros qui s'explique principalement par :
 - l'effet année pleine de la mise en service en 2006 de parcs éoliens au Portugal (76 MW bruts), en Grèce (75,4 MW bruts) et au Royaume-Uni (44 MW bruts),
 - la mise en service en 2007 des nouveaux parcs éoliens, en Grèce (36 MW bruts), au Royaume-Uni (24 MW bruts), en Italie (72,9 MW bruts) et en France (12 MW bruts),
 - l'intégration des parcs de Nurri (22,1 MW bruts) et Andretta (70 MW bruts) en Italie,
 - l'effet négatif de la sortie du périmètre d'intégration globale de la société Do Centro au Portugal désormais consolidée par mise en équivalence (40 MW bruts) ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés passe de 56,2 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 53,7 millions au 31 décembre 2007. Le chiffre d'affaires de l'exercice 2006 comprenait principalement le solde du chiffre d'affaires à l'avancement du projet Kessfeld (27,9 MW), développé et construit par le Groupe. Celui comptabilisé en 2007 concerne la vente du projet Kirf (8 MW) en Allemagne, la vente de deux

projets en phase de développement en France pour 15,6 MW ainsi que l'activité de défiscalisation dans les DOM ;

- le chiffre d'affaires de l'activité Exploitation-Maintenance passe de 0,9 million d'euros au 31 décembre 2006 à 0,8 million d'euros au 31 décembre 2007.

Amériques

Le chiffre d'affaires du Groupe réalisé dans la zone Amériques était de 171,5 millions d'euros au 31 décembre 2006. Il est de 374 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette augmentation importante de 202,5 millions d'euros s'explique comme suit :

- le chiffre d'affaires de l'activité Production passe de 32 millions d'euros en 2006 à 42,6 millions d'euros en 2007, soit une hausse de 10,6 millions d'euros (+ 33,1 %). Cette hausse s'explique principalement par l'effet année pleine des mises en service des parcs Hawi (10,6 MW) et enXco 5 Repower (9 MW) respectivement en mai et juin 2006, l'augmentation de la participation dans Patterson Pass (21,8 MW) en janvier 2007 et la mise en service du projet Fenton (205,5 MW) en novembre 2007 ;
- le chiffre d'affaires de l'activité Développement-Vente d'actifs structurés passe de 129,7 millions d'euros en 2006 à 321,2 millions d'euros en 2007, soit une augmentation de 191,5 millions d'euros. En effet :
 - en 2006, le chiffre d'affaires concernait principalement le projet Spearville, projet développé et construit par enXco (100,5 MW),
 - en 2007, le chiffre d'affaires dégagé à l'avancement concerne essentiellement le projet Pomeroy (198 MW) en fin d'année, ainsi que le projet Goodnoe (94 MW), dont la réception finale est prévue pour le premier semestre 2008 ;
- le chiffre d'affaires de l'activité d'Exploitation-Maintenance augmente de 4 % ; il passe de 9,8 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 10,2 millions d'euros au 31 décembre 2007. Cette augmentation est due pour l'essentiel au contrat conclu avec Mid American cet été.

5.4. Information sur le résultat opérationnel

Le résultat opérationnel du Groupe s'établit à 95,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 contre 61,7 millions d'euros au 31 décembre 2006, soit une progression de 54,8 %.

Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe a augmenté de 3 millions d'euros, passant de 34,6 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 37,6 millions d'euros au 31 décembre 2007. La hausse provient de l'activité Production, d'une part due à l'effet année pleine des mises en service 2006 (Arga au Portugal, Rovas et Profitis Ilias en Grèce, Glassmoor, Deeping et Red House au Royaume-Uni) et d'autre part aux mises en service de centrales en 2007 (Sant'Agata en Italie, Red Tile en Angleterre, Perdikovouni et

Kaliva en Grèce, Luc-sur-Orbieu en France) et des acquisitions (Nurri et Andretta en Italie).

La hausse du résultat de production d'origine éolienne a toutefois été en partie masquée par une moindre production hydraulique et des effets de périmètre défavorables.

Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités dans la zone Amériques passe de 27,1 millions d'euros au 31 décembre 2006 à 57,9 millions d'euros au 31 décembre 2007, soit une augmentation de 30,8 millions d'euros. Cette variation résulte de l'augmentation du résultat opérationnel dégagé tant par l'activité DVAS que par l'activité Production.

NOTE 6 Chiffre d'affaires

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Vente d'énergie	173 855	137 337
Vente de services liés à l'énergie	12 660	53 949
Autres ventes de biens et services	373 992	143 511
Autres produits opérationnels	560 507	334 797

L'évolution du chiffre d'affaires est analysée dans la note sur l'information sectorielle (note 5).

NOTE 7 Autres produits et charges opérationnels

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Résultat de déconsolidation ⁽¹⁾	27 715	11 575
Résultat de cession des immobilisations	(3 964)	(2 785)
Production stockée et immobilisée ⁽²⁾	20 650	17 031
Subvention d'exploitation ⁽³⁾	4 106	-
Autres charges	(4 498)	(2 820)
Autres produits	7 319	9 421
TOTAL DES AUTRES PRODUITS ET CHARGES OPÉRATIONNELS	51 328	32 422
Dont autres charges opérationnelles	(11 065)	(11 860)
Dont autres produits opérationnels	62 393	44 283

(1) Les résultats de déconsolidation s'expliquent essentiellement par :

- le passage en intégration proportionnelle du parc éolien Fenton aux États-Unis, suite à l'entrée dans le capital d'investisseurs externes ;
- la cession du DVAS Lou Paou.

(2) La production stockée et immobilisée provient essentiellement du développement de nouveaux parcs éoliens français : Fierville et Fonds de la Plaine.

(3) Au 31 décembre 2006, les subventions d'exploitation étaient présentées en autres produits pour un montant de 2,5 millions d'euros.

NOTE 8 Personnel

8.1. Frais de personnel

Le montant des charges de personnel se décompose de la manière suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Rémunération	30 370	21 823
Charges sociales et fiscales	6 075	6 278
TOTAL	36 445	28 101
Actions gratuites et assimilées	348	-
Abondement	-	422
CHARGES LIÉES AU PAIEMENT SUR BASE D' ACTIONS	348	422
CHARGES DE PERSONNEL	36 793	28 523

8.2. Paiements sur base d'actions

Le Conseil d'Administration du 5 novembre 2007 a décidé l'attribution d'actions gratuites à certains dirigeants et salariés en France, pour un total de 24 550 actions. La juste valeur du plan est basée sur le cours de l'action à cette date. La contrepartie de la charge a été comptabilisée en 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 2007 et n'intègre pas de dividendes attendus. La contrepartie de la charge 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.

8.3. Effectifs moyens

Effectifs moyens	31/12/2007	31/12/2006
Employés	390	288
Cadres et ingénieurs	238	174
TOTAL	628	462

NOTE 9 Résultat financier

9.1. Coût de l'endettement financier

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Charges d'intérêts sur opérations de financement ⁽¹⁾	(38 775)	(27 386)
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie ⁽³⁾	(950)	(667)
Résultat net de charge sur endettement ⁽²⁾	18 153	6 025
COÛT DE L'ENDETTEMENT FINANCIER	(21 572)	(22 028)

(1) Les charges d'intérêt sur opération de financement correspondent à des intérêts et à des frais sur emprunts bancaires.

(2) Le résultat net de charge sur endettement comprend, des gains de change réalisés sur des soldes bancaires, sur des emprunts en USD et enfin des gains de change latents.

(3) Ces données chiffrées sont commentées dans la note 18 Instruments financiers dérivés.

9.2. Autres produits et charges financiers

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Produits nets de placement	17 087	3 801
Intérêts et dividendes reçus sur actifs financiers	3 538	1 869
Variation de juste valeur des actifs de transactions ⁽¹⁾	(1 947)	126
Inefficacité nette des couvertures de flux de trésorerie s/ exploitation ⁽¹⁾	(1 588)	-
Résultat net de change (hors endettement)	(18 587)	(7 194)
Résultat de cession d'actifs disponibles à la vente	292	(320)
Dépréciation nette des actifs financiers	33	(38)
Charges d'actualisation	(46)	1 694
Autres produits et charges financiers	(1 846)	(1 752)
AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(3 064)	(1 814)

(1) Ces données chiffrées sont commentées dans la note 18 Instruments financiers dérivés.

En 2007, les produits nets d'actifs financiers proviennent du placement de la trésorerie obtenue suite à l'introduction en bourse réalisée en novembre 2006.

Figurent également dans les autres charges financières, des pertes de change nettes et des pertes de change latentes (hors résultat

de change sur endettement) à hauteur de 18 587 milliers d'euros, en tenant compte de l'effet de change lié à l'endettement positif pour 18 153 milliers d'euros, il ressort une perte de change toutes opérations confondues de 434 milliers d'euros.

NOTE 10 Charge d'impôts

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Impôts exigibles	(19 347)	(11 990)
Impôts différés	920	1 223
TOTAL	(18 427)	(10 767)

NOTE 11 Résultats par action

(en euros)	31/12/2007	31/12/2006
Résultat net consolidé	53 676 614	27 477 763
Résultat attribuable aux porteurs d'actions ordinaires (RNP)	51 356 498	21 907 199
Nombre d'actions	61 951 961	44 717 065
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DE BASE PAR ACTION ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES (RNP) EN EURO	0,83	0,49
RÉSULTAT NET CONSOLIDÉ DILUÉ PAR ACTION ATTRIBUABLE AUX PORTEURS D' ACTIONS ORDINAIRES (RNP) EN EURO	0,83	0,49

Le nombre total d'actions composant le capital est resté stable entre fin 2006 et fin 2007, à 62 054 734 actions. En 2007, le nombre d'actions retenu au dénominateur pour le calcul du résultat par action, soit 61 951 961, tient compte de la déduction du nombre pondéré de 102 773 actions propres détenues par le Groupe dans le cadre du programme de liquidité et du programme de rachat d'actions pour couvrir le plan d'actions gratuites mis en place en 2007.

Les actions gratuites octroyées par le Groupe ont un effet relatif sur le résultat par action et sont donc exclues du calcul du résultat dilué par action.

Pour le calcul du résultat par action en 2006, conformément à la norme IAS 33, le nombre d'actions retenu au dénominateur, soit 44 717 065, est la moyenne pondérée entre 43 107 880 actions pendant 334 jours et 62 054 734 actions pendant 31 jours.

NOTE 12 Goodwill

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Valeur brute	80 565	43 921
Cumul des pertes de valeur	(2 239)	(2 738)
VALEUR NETTE COMPTABLE	78 326	41 183

L'évolution de la valeur comptable des goodwill est la suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Valeur nette comptable à l'ouverture	41 183	57 201
Augmentations	39 377	5 240
Pertes de valeur	499	487
Écarts de conversion	(2 732)	(3 018)
Autres mouvements	(1)	(18 727)
VARIATION TOTALE	37 143	(16 018)
VALEUR NETTE COMPTABLE	78 326	41 183

Les principales variations sur les goodwill concernent la Grèce avec l'anticipation du rachat des intérêts minoritaires sur EEN Hellas et l'entrée de périmètre de la société RETD, la Belgique avec l'entrée de périmètre du groupe Verdesis et la France avec l'acquisition de la société Noréole.

Ces goodwill sont calculés sur la base du prix d'acquisition initial ainsi que sur l'estimation des éventuels compléments de prix ou d'engagements de rachat des minoritaires prévus contractuellement (cf. note 31 sur les regroupements d'entreprises). Les estimations sont donc susceptibles d'être révisées, entraînant de ce fait une modification ultérieure de la valeur de ces goodwill.

NOTE 13 Immobilisations incorporelles

L'évolution de la valeur comptable des immobilisations incorporelles est la suivante :

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Pertes de valeur	5 567	4 512
Valeur Brute	(1 977)	(910)
VALEUR NETTE COMPTABLE	3 590	3 602

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Valeur nette comptable à l'ouverture	3 602	2 225
Acquisitions	723	2 242
Cessions	(5)	(39)
Amortissements de la période	(553)	(392)
Variation de périmètre	16	(11)
Écarts de conversion	(136)	(174)
Autres mouvements	(57)	249
VARIATION NETTE	(12)	1 377
VALEUR NETTE COMPTABLE A LA CLÔTURE	3 590	3 602

Les immobilisations incorporelles incluent principalement les logiciels informatiques ainsi que les MIPS américains (droits incorporels amortis sur dix ans).

NOTE 14 Immobilisations corporelles

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Terrains	4 337	2 343
Installations techniques, matériel, outillage	840 372	602 211
Autres immobilisations	9 044	4 564
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations	449 571	288 043
IMMOBILISATIONS CORPORELLES NETTES	1 303 324	897 161

(en milliers d'euros)	01/01/2007	Augmentations	Diminution	Écart de conversion	Autres mouvements	31/12/2007
Terrains	2 343	976	(39)	(141)	1 198	4 337
Installations techniques, matériel, outillage ⁽¹⁾	701 326	2 263	(5 417)	(29 622)	308 139	976 689
Autres immobilisations	11 869	4 735	(461)	(661)	2 683	18 165
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations ^{(2) (3)}	288 043	502 618	(21 605)	(8 768)	(310 717)	449 571
Valeurs brutes	1 003 581	510 592	(27 522)	(39 192)	1 303	1 448 762
Amortissements et pertes de valeur	(106 420)	(40 837)	3 209	4 716	(6 106)	(145 438)
Valeurs nettes	897 161	469 755	(24 313)	(34 476)	(4 803)	1 303 324

(1) Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

- la mise en service d'immobilisations pour 48 millions d'euros d'installations éoliennes en Grèce (Perdikovouni et Kalyva mises en service en juillet 2007), 26 millions d'euros d'installations éoliennes en Angleterre (Fenlands - projet Red Tile), 13 millions d'euros en France (Parc éolien de Luc sur Orbieu) ainsi que 2 millions d'euros d'installations photovoltaïques relatives à la mise en service de la ferme solaire Bosco en Italie ;
- la mise en service du projet Fenton aux États-Unis : celle-ci déclenche contractuellement l'entrée en capital d'investisseurs et implique le passage du projet dans le bilan en intégration proportionnelle. Le parc de Fenton a été mis en service en 2007. La valeur totale du parc est de 259 millions d'euros, diminuée de sa déconsolidation partielle pour 142 millions d'euros soit un impact net de 117 millions d'euros ;
- des entrées en périmètre sur l'Italie : 74 millions d'euros sur le projet Andretta et 21 millions d'euros sur le projet Nurri ;
- le passage de mise en équivalence à intégration globale aux États-Unis de Patterson Pass, pour 6 millions d'euros.

(2) L'augmentation des immobilisations en cours concerne d'une part des parcs éoliens en cours de construction pour 443 millions d'euros : 166 millions d'euros aux États-Unis (projets de Fenton et Shiloh II) ; 102 millions d'euros au Portugal (87 millions d'euros sur le projet VentoMinho et 14 millions d'euros sur le projet Arada) ; 112 millions d'euros en France (Chemin d'Ablis, Salles-Curan, Luc-sur-Orbieu, Villesèque, Castanet) ; 25 millions d'euros sur la Grèce (projets Perdikovouni, Kaliva, Imerovigli et Viotia) ; 26 millions d'euros en Angleterre (Walkway, Red Tile) ; 12 millions d'euros en Italie (Murgeolica principalement). Et d'autre part, cette augmentation concerne aussi des avances et acomptes sur immobilisation pour 60 millions d'euros relatives aux futurs parcs éoliens de la Grèce, des USA et de l'Italie.

(3) Les autres mouvements sur immobilisations en cours concernent principalement :

- la mise en service d'immobilisations pour (348) millions d'euros ;
- l'impact de l'entrée en périmètre de trois sociétés françaises : Luc-sur-Orbieu pour 2,5 millions d'euros, Castanet pour 1 million d'euros, Villesèque pour 1 million d'euros ;
- les avances sur immobilisations pour 32 millions d'euros.

(en milliers d'euros)	01/01/2006	Augmentations	Diminution	Écart de conversion	Autres mouvements	31/12/2006
Terrains	3 397	157	(1)	(18)	(1 192)	2 343
Installations techniques, matériel, outillage ⁽¹⁾	552 150	9 994	(63)	(12 138)	151 383	701 326
Autres immobilisations	7 596	1 949	(191)	(446)	2 961	11 869
Immobilisations en cours et avances sur immobilisations ^{(2) (3)}	133 932	315 005	(2 853)	(5 687)	(152 354)	288 043
Valeurs brutes	697 075	327 105	(3 108)	(18 289)	798	1 003 581
Amortissements et pertes de valeur	(91 454)	(29 036)	338	2 442	11 290	(106 420)
Valeurs nettes	605 621	298 069	(2 770)	(15 847)	12 088	897 161

(1) Les autres mouvements correspondent principalement aux opérations suivantes :

- la mise en service d'immobilisations pour 162 millions d'euros : 142 millions d'euros d'installations éoliennes et 20 millions d'euros d'installations d'autres énergies renouvelables (principalement biomasse),
- la reconnaissance d'immobilisations en location financière pour 19 millions d'euros en Grèce,
- la cession de trois centrales hydrauliques en Espagne pour (25) millions d'euros,
- l'affectation du goodwill grec sur les installations éoliennes en exploitation : impact de l'écart d'évaluation de 21 millions d'euros,
- des variations de périmètre : + 16 millions d'euros sur Hawi aux États-Unis et (43) millions d'euros sur Do Centro au Portugal,
- des variations de taux d'intégration : Oasis aux États-Unis pour 6 millions d'euros.

(2) L'augmentation des immobilisations en cours concerne des immobilisations en cours de construction pour 310 millions d'euros et des immobilisations en cours de développement pour 5 millions d'euros :

- augmentation des immobilisations en cours de construction : 104 millions d'euros aux États-Unis (Fenton), 76 millions d'euros en Grèce, dont 43 millions d'euros en location financière (Aioliki Energiaki Peloponnisou, Aioliki Hellas, Aioliki Karistou, Aioliki Didimon), 49 millions d'euros en Angleterre (Red Tile, Biker, Walkway), 40 millions d'euros en Italie (Sant' Agata et Minervino principalement), 35 millions d'euros au Portugal (Arada, Espiga, VentoMinho), 6 millions d'euros en France ;
- augmentation des immobilisations en cours de développement : 2 millions d'euros en France et 2 millions d'euros en Angleterre.

(3) Les autres mouvements sur immobilisations en cours concernent :

- des mises en service d'immobilisations pour (162) millions d'euros,
- l'impact de l'entrée en périmètre de deux sociétés italiennes : Fri-el-Campidano (impact de 22 millions d'euros) et Murgeolica (impact de 4 millions d'euros),
- l'affectation d'une partie du goodwill lié aux acquisitions grecques : 1 million d'euros d'écart d'évaluation.

NOTE 15 Participations dans les entreprises associées

15.1. Détail des participations dans les entreprises associées

Sociétés	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2007 ⁽¹⁾	Quote-part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2007	Quote-part d'intérêt dans le capital	Valeur nette des titres mis en équivalence 31/12/2006	Quote-part de résultat des titres mis en équivalence 31/12/2006
Alco groupe	25 %	24 409	575	-	-	-
C-Power	21 %	2 661	(57)	21 %	1 510	4
Jacques Giordano Industries	25 %	1 511	-	25 %	1 511	393
Eolica Do Centro	32 %	894	646	32 %	247	150
Batliboi	50 %	378	89	50 %	286	51
Photon Power technology ⁽²⁾	20 %	1 440	-	-	-	-
Reetec ⁽²⁾	28 %	509	-	-	-	-
Autres	-	252	28	-	1 773	156
TOTAL		32 054	1 282		5 327	754

(1) Dont 3 459 milliers d'euros de goodwill (hors goodwill inclus dans les comptes locaux).

(2) Ces sociétés ont été acquises fin 2007, aucun résultat n'a été constaté sur l'exercice.

15.2. 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 2007.

(en milliers d'euros)	Actif	Passif (Hors Capitaux Propres)	Chiffre d'affaires	Résultat net
TOTAL	299 838	190 838	238 612	4 591

Le principal contributeur des entreprises associées est représenté par le groupe Alco (bioéthanol) dont l'acquisition de 25 % des titres a été effectuée en fin d'année 2007.

NOTE 16 Actifs financiers

16.1. Détail des actifs financiers par catégorie d'actifs

(en milliers euros)	31/12/2007			31/12/2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Actifs financiers disponibles à la vente (note 17)	-	5 443	5 443	-	4 399	4 399
Juste valeur positive des dérivés de couverture (note 18)	14 687	5 661	20 348	13	3 735	3 748
Juste valeur positive des dérivés de transaction (note 18)	-	189	189	1 895	155	2 050
Prêts et créances financières	50 970	26 729	77 699	13 676	46 075	59 751
ACTIFS FINANCIERS	65 657	38 022	103 679	15 584	54 364	69 948

16.2. Garanties

Le Groupe n'a aucun actif financier nanti ou donné en garantie de passif.

16.3. Variation des actifs financiers

(en milliers d'euros)	01/01/2007	Augmentations	Diminution	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2007
Actifs financiers disponibles à la vente (note 17)	4 399	2 034	(981)	-	(10)	5 443
Juste valeur positive des dérivés de couverture	3 748	1 459	-	15 053	88	20 348
Juste valeur positive des dérivés de transaction	2 050	-	-	(1 786)	(74)	189
Prêts et créances financières	59 751	54 482	(25 008)	-	(11 524)	77 699
ACTIFS FINANCIERS	69 948	57 975	(25 989)	13 267	(11 520)	103 679

(en milliers d'euros)	01/01/2006	Augmentations	Diminution	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2006
Actifs financiers disponibles à la vente (note 17)	2 044	1 085	(1 142)	(1 039)	3 451	4 399
Juste valeur positive des dérivés de couverture	475	-	-	3 212	61	3 748
Juste valeur positive des dérivés de transaction	28	-	-	2 022	-	2 050
Prêts et créances financières	35 673	18 321	184	-	5 573	59 751
ACTIFS FINANCIERS	38 220	19 406	(958)	4 195	9 085	69 948

16.4. Actifs financiers par échéance

Au 31 décembre 2007 (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 (note 17)	-	-	5 443	5 443
Juste valeur positive des dérivés de couverture	14 687	5 661	-	20 348
Juste valeur positive des dérivés de transaction	-	189	-	189
Prêts et créances financières	50 970	14 628	12 101	77 699
TOTAL AU 31/12/2007	65 657	20 478	17 544	103 679

Au 31 décembre 2006 (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 (note 17)	-	-	4 399	4 399
Juste valeur positive des dérivés de couverture	13	3 735	-	3 748
Juste valeur positive des dérivés de transaction	1 895	155	-	2 050
Prêts et créances financières	13 676	8 083	37 992	59 751
TOTAL AU 31/12/2006	15 584	11 973	42 391	69 948

NOTE 17 Actifs financiers disponibles à la vente

(en milliers d'euros)	01/01/2007	Mouvement de périmètre	Augmentations	Diminution	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2007
Valeur brute	4 532	29	2 048	(981)	-	32	5 660
Pertes de valeur	(133)	(70)	(14)	-	-	-	(217)
TITRES DE PARTICIPATION DES SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES	4 399	(41)	2 034	(981)	-	32	5 443

(en milliers d'euros)	01/01/2006	Mouvement de périmètre	Augmentations	Diminution	Variations de juste valeur	Autres	31/12/2006
Valeur brute	2 102	2 089	1 091	(1 142)	(1 039)	1 431	4 532
Pertes de valeur	(58)	3	(6)	-	-	(72)	(133)
TITRES DE PARTICIPATION DES SOCIÉTÉS NON CONSOLIDÉES	2 044	2 092	1 085	(1 142)	(1 039)	1 359	4 399

La juste valeur des titres non consolidés au 31 décembre 2007 comme au 31 décembre 2006 a été maintenue au coût d'acquisition en l'absence de critères suffisamment fiables pour déterminer la juste valeur de ces actifs.

Sur l'exercice 2007, le Groupe a fait l'acquisition de titres de participation dans diverses sociétés pour 2 millions d'euros et a également procédé à des cessions de titres pour 1 million d'euros.

La société ne détient aucun titre coté.

NOTE 18 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). Il est de ce fait exposé au risque de taux et au risque de change sur les financements mis en place par les sociétés mères ainsi que sur ceux obtenus en monnaie locale.

Le Groupe doit prévoir d'importants moyens de financement par endettement dans le cadre de la réalisation des projets.

Pour limiter et maîtriser les conséquences de ces risques, le Groupe a mis en place une politique de couverture par le biais de dérivés de couverture. Les swaps de taux variable / taux fixe sont les principaux instruments de cet engagement.

18.1. Ventilation de la juste valeur des instruments dérivés

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Instruments dérivés actifs		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	20 348	3 748
Dérivés de couverture de juste valeur	-	-
Dérivés de transaction	189	2 050
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS ACTIFS	20 537	5 798
Instruments dérivés passifs		
Dérivés de couverture de flux de trésorerie	6 444	525
Dérivés de couverture de juste valeur	-	-
Dérivés de transaction	107	3
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS PASSIFS	6 551	528
TOTAL INSTRUMENTS DÉRIVÉS NETS ACTIF / (PASSIF)	13 986	5 270

18.2. Instruments dérivés et comptabilité de couverture

Le Groupe applique la comptabilité de couverture de flux de trésorerie conformément aux principes de la norme IAS 39, notamment pour les transactions suivantes :

- couverture de la dette à taux variable par l'utilisation de swaps de taux d'intérêts (taux variable/fixe) ;
- couverture d'achats futurs de turbines en monnaie étrangère par rapport à la devise fonctionnelle de l'entité acheteuse (EUR ou USD) par le biais de contrats d'options ou d'achats à terme.

Dérivés de couverture de taux d'intérêt

Les dérivés de couverture de taux d'intérêts correspondent à des swaps et s'analysent comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2007		31/12/2006	
	Juste valeur	Nominal couvert	Juste valeur	Nominal couvert
Instruments de taux actif	5 663	275 962	3 748	187 221
Instruments de taux passif	(6 209)	212 828	(525)	74 643
INSTRUMENTS DE COUVERTURE DE TAUX ACTIF/(PASSIF)	(546)	488 790	3 223	261 864

(en milliers d'euros)	31/12/2007		31/12/2006	
	EUR	USD	GBP	USD
Instruments de change actif	14 685	-	-	-
Options	3 531	-	-	-
Achats à terme	11 154	-	-	-
Instruments de change passif	-	(235)	(21)	-
Options	-	(91)	(21)	-
Achats à terme	-	(144)	-	-
INSTRUMENTS DE COUVERTURE DE CHANGE ACTIF / (PASSIF)	14 685	(235)	(21)	-

Les instruments dérivés de change du Groupe sont souscrits principalement pour le compte de la filiale américaine, en couverture des achats de turbines libellés en euros.

Impacts des dérivés de couverture en capitaux propres et résultat

En 2007, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres s'élèvent à 7 689 milliers d'euros, répartis de la manière suivante :

- 267 milliers d'euros pour l'Europe ;
- 7 422 milliers d'euros pour les États-Unis.

Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2007 représente une charge de 2 538 milliers d'euros résultant d'un produit de 1 033 milliers d'euros pour l'Europe et d'une charge de 3 571 milliers d'euros pour les États-Unis.

En 2006, les impacts des dérivés de couverture enregistrés en capitaux propres, après impôts différés, s'élevaient à 2 579 milliers d'euros pour les dérivés de couverture de taux en Europe et à 604 milliers d'euros pour les États-Unis. Le montant de l'inefficacité des couvertures de flux de trésorerie enregistré en résultat financier en 2006 représentait un produit de 127 milliers d'euros pour l'Europe et une charge de 795 milliers d'euros pour les États-Unis.

Les périodes au cours desquelles les flux d'intérêts couverts impacteront le compte de résultat sont les suivantes :

(en milliers d'euros)	Flux de trésorerie prévisionnels	A moins d'un an	Entre un et cinq ans	A plus de cinq ans
au 31 décembre 2007	(205 727)	(24 654)	(108 049)	(73 025)
au 31 décembre 2006	(50 907)	(6 259)	(27 997)	(16 651)

Les instruments dérivés de change ont principalement des maturités inférieures à un an.

18.3. 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 ou de taux, mais qui ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au sens de la norme IAS 39.

En 2007, ces dérivés impactent le compte de résultat pour un montant de (1 947) milliers d'euros (avant effet d'impôts), liés au dénouement des instruments souscrits sur l'exercice 2006.

Ce montant affecte l'Europe pour (126) milliers d'euros et les États-Unis pour (1 821) milliers d'euros.

En 2006, le Groupe avait mis en place des accumulateurs pour couvrir un risque de change aux États-Unis. Leur juste valeur représentait un actif de 1 895 milliers d'euros. La variation de juste valeur de ces instruments sur l'exercice 2006 a été comptabilisée en résultat. Ces instruments ont été réglés au cours de l'exercice 2007.

L'impact en résultat des autres instruments de transaction était un produit de 126 milliers d'euros et ne concernait que l'Europe.

NOTE 19 Besoin en Fonds de Roulement

19.1. Composition et variation du besoin en fonds de roulement

(en milliers d'euros)	Mouvements de l'exercice					31/12/2007
	01/01/2007	Variation du BFR courant ⁽¹⁾	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	
Stocks	121 399	41 655	(20 276)	(7 544)	(6 905)	128 329
Clients	52 169	48 884	4 762	(2 815)	6 519	109 519
Actifs d'impôts exigibles	624	361	-	-	(29)	956
Autres actifs courants	98 853	141 306	3 943	(9 887)	(40 353)	193 862
ÉLÉMENTS D'ACTIF	273 045	232 206	(11 571)	(20 246)	(40 768)	432 666
Fournisseurs	108 704	(29 658)	5 239	(3 098)	(26 413)	54 774
Passifs d'impôts exigibles	5 290	16 150	50	(1 470)	(1 071)	18 949
Autres passifs courants	143 681	123 090	(35 944)	(13 000)	23 633	241 460
ÉLÉMENTS DE PASSIF	257 675	109 582	(30 655)	(17 568)	(3 851)	315 183
TOTAL	(15 370)	(122 624)	(19 084)	2 678	36 917	(117 483)

(1) Voir notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie (Note 28).

Le solde du compte clients connaît une augmentation de 57,4 millions d'euros entre le 31 décembre 2006 et le 31 décembre 2007, essentiellement due aux facturations du parc de Fierville en cours de construction, ainsi qu'aux créances clients du groupe Verdesis entré dans le périmètre en 2007.

(en milliers d'euros)	Mouvements de l'exercice					31/12/2006
	01/01/2006	Variation du BFR courant ⁽¹⁾	Variations de périmètre	Écarts de conversion	Autres mouvements	
Stocks	6 533	80 401	535	(3 447)	37 377	121 399
Clients	101 941	(29 601)	(262)	(575)	(19 334)	52 169
Actifs d'impôts exigibles	519	107	17	(3)	(16)	624
Autres actifs courants	42 151	60 300	(10 145)	(413)	6 960	98 853
ÉLÉMENTS D'ACTIF	151 144	111 207	(9 855)	(4 438)	(24 987)	273 045
Fournisseurs	71 780	30 275	4 360	(1 529)	(3 818)	108 704
Passifs d'impôts exigibles	881	4 532	-	(169)	46	5 290
Autres passifs courants	76 390	81 855	(5 881)	(4 562)	(4 121)	143 681
ÉLÉMENTS DE PASSIF	149 051	116 662	(1 521)	(6 260)	(257)	257 675
TOTAL	(2 093)	5 455	8 334	(1 822)	(25 244)	(15 370)

(1) Voir notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie (Note 28).

19.2. Stocks et en cours

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Travaux en cours	94 652	113 188
Matières premières et approvisionnements	37 374	11 479
Stocks bruts	132 026	124 667
Provisions	(3 697)	(3 268)
STOCKS NETS	128 329	121 399

Les travaux en cours correspondent pour l'essentiel à des coûts de développement et de construction de centrales énergétiques 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 2006 et le 31 décembre 2007, résulte de la cession du parc éolien Plein Vent Lou Paou, ainsi que de la construction de nouveaux parcs français et espagnols et de l'avancement des projets Goodnoe et Pomeroy aux USA.

Les matières premières et approvisionnements sont en augmentation entre le 31 décembre 2006 et le 31 décembre 2007, du fait de l'achat de panneaux solaires dans le cadre du développement et de la commercialisation de parcs photovoltaïques.

19.3. Autres actifs courants

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Avances et acomptes versés	125 635	53 368
Autres créances	60 616	40 501
Charges constatées d'avance	5 229	4 752
Comptes de régularisation	2 382	232
TOTAL	193 862	98 853

19.4. Autres passifs courants

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Avances et acomptes reçus	39 234	135
Dettes fiscales	8 592	4 569
Dettes sociales	4 674	3 537
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	44 396	35 006
Autres dettes	97 677	96 649
Produits constatés d'avance ⁽ⁱ⁾	46 887	3 785
TOTAL	241 460	143 681

(i) L'augmentation des produits constatés d'avance entre le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2006 provient essentiellement de la cession des parcs éoliens de Fierville et de Fonds de la Plaine.

NOTE 20 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Trésorerie nette à l'ouverture

(en milliers d'euros)	01/01/2007	01/01/2006
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	402 875	109 666
Reclassement nantissements et comptes de trésorerie bloqués	(25 459)	(4 901)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au TFT	377 416	104 765
Découverts bancaires	(32 147)	(103 910)
TRÉSORERIE NETTE A L'OUVERTURE	345 269	855

Trésorerie nette à la clôture

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan	369 303	402 875
Reclassement nantissements et comptes de trésorerie bloqués	(44 675)	(25 459)
Trésorerie et équivalents de trésorerie au TFT	324 628	377 416
Découverts bancaires	(34 708)	(32 147)
TRÉSORERIE NETTE A LA CLOTURE	289 920	345 269

NOTE 21 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 2007, aucun groupe d'actifs et de passifs n'a été classé en « détenus en vue de la vente ».

(en milliers d'euros)	31/12/2006
Actifs détenus en vue de la vente	
Actifs immobilisés	749
Autres actifs non courants	3
Actifs courants (hors trésorerie)	236
Trésorerie	4
TOTAL DES ACTIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	992
Passifs détenus en vue de la vente	
Passifs financiers non courants	(2)
Autres passifs non courants	(4)
Passifs financiers courants	2
Autres passifs courants	914
TOTAL DES PASSIFS DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	910

Au 31 décembre 2006, les actifs et passifs détenus en vue de la vente concernent les sociétés suivantes :

- filiales mexicaines : Empresa Mexicana et San Rafael ;
- filiale américaine : Tres Vaqueros.

Ces trois sociétés ont été cédées au cours de l'exercice 2007 avec des plus-values non matérielles.

NOTE 22 Capitaux propres

22.1. Capital social

(en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale	Capital social
Capital social au 31 décembre 2005	4 310 788	16	68 972 608
Après division du nominal par 10 (AGE du 18/09/2006)	43 107 880	1,6	68 972 608
Augmentation du capital	18 946 854	1,6	30 314 966
Capital social au 31 décembre 2006	62 054 734	1,6	99 287 574
CAPITAL SOCIAL AU 31 DÉCEMBRE 2007	62 054 734	1,6	99 287 574

Aucun changement n'est intervenu au cours de l'exercice 2007 sur le capital social.

Au cours de l'exercice 2006, le nominal des actions a été divisé par 10 avec pour conséquence que le capital social au 18 septembre 2006 restait inchangé à 68 972 608 € mais était divisé en 43 107 880 actions d'un nominal de 1,6 €.

Les augmentations de capital intervenues ensuite résultent d'une augmentation de capital réservée à un actionnaire déjà présent au capital (4 798 464 actions nouvelles), de l'offre publique à l'occasion de l'admission des actions de la société sur le marché Eurolist d'Euronext (13 960 392 actions nouvelles) et enfin de l'offre réservée aux salariés (187 998 actions nouvelles).

22.2. 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'exercice 2007, 1 248 154 actions ont été achetées, pour un montant de 58,1 millions d'euros et 1 150 154 actions ont été vendues pour un montant de 53,5 millions d'euros.

Au 31 décembre 2007, le Groupe détient 120 910 actions propres, dont 98 000 dans le cadre du contrat de liquidité et 22 910 afin de

couvrir le plan d'actions gratuites mis en place par le Groupe en 2007, pour une valeur totale de 6 millions d'euros.

22.3. Distribution de dividendes

22.3.1. Dividendes payés au titre de l'exercice 2006

L'assemblée générale des actionnaires du 24 mai 2007 a décidé une distribution de dividendes pour un montant de 6,8 millions d'euros correspondant à 0,11 euro par action, mis en paiement le 15 juin 2007.

Au jour de la mise en paiement le nombre d'actions propres détenues par EDF EN s'élevait à 34 016 sur un total de 62 054 734 actions. Le dividende correspondant à ces actions propres est égal à 3 741,72 euros. Ce montant a été affecté à la réserve ordinaire.

22.3.2. Dividendes proposés au titre de l'exercice 2007

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2007 de verser un dividende unitaire de 0,26 euro par action soit un montant total de 16,1 millions d'euros.

NOTE 23 Passifs financiers

23.1. Répartition courant/non courant

La répartition entre les passifs financiers courants et non courants se présente comme suit :

(en milliers d'euros)	31/12/2007			31/12/2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Emprunts auprès des établissements de crédits	432 025	456 461	888 486	99 435	403 617	503 052
Autres dettes financières	31 969	80 984	112 953	69 056	38 063	107 119
Découverts bancaires	34 708		34 708	32 147		32 147
Juste valeur négative des dérivés de couverture	235	6 209	6 444	21	504	525
Juste valeur négative des dérivés de transaction	107	-	107	-	3	3
PASSIFS FINANCIERS	499 044	543 654	1 042 698	200 659	442 187	642 846

23.2. Échéancier des emprunts et des dettes financières en valeur nette comptable

Au 31 décembre 2007

(en milliers d'euros)	Emprunts	Autres dettes financières	Intérêts courus	Total
A moins d'un an	426 659	31 969	5 366	463 994
Entre un et cinq ans	158 554	66 465	-	225 019
A plus de cinq ans	297 907	14 519	-	312 426
TOTAL AU 31/12/2007	883 120	112 953	5 366	1 001 439

Au 31 décembre 2006

(en milliers d'euros)	Emprunts	Autres dettes financières	Intérêts courus	Total
A moins d'un an	97 413	69 054	2 024	168 491
Entre un et cinq ans	213 265	28 603	-	241 868
A plus de cinq ans	190 350	9 462	-	199 812
TOTAL AU 31/12/2006	501 028	107 119	2 024	610 171

23.3. Variation des emprunts et dettes financières

(en milliers d'euros)	Emprunts auprès des établissements de crédit	Autres dettes financières	Intérêts courus	Total
31/12/2005	354 080	122 799	2 567	479 446
Augmentations	436 635	52 911	2 498	492 044
Diminutions	(240 756)	(116 260)	(2 056)	(359 072)
Mouvements de périmètre	(34 784)	912	-	(33 872)
Écarts de conversion	(6 757)	(4 007)	(13)	(10 777)
Autres	(7 390)	50 764	(972)	42 402
31/12/2006	501 028	107 119	2 024	610 171
Augmentations	725 143	44 435	10 876	780 454
Diminutions	(302 740)	(25 428)	(8 233)	(336 401)
Mouvements de périmètre	(18 510)	(14 300)	21	(32 789)
Écarts de conversion	(16 370)	(205)	(95)	(16 670)
Autres	(5 431)	1 332	773	(3 326)
31/12/2007	883 120	112 953	5 366	1 001 439

23.4. Analyse des emprunts et dettes financières par pays

Au 31 décembre 2007, l'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante :

(en milliers d'euros)	Emprunts	Autres dettes financières	Intérêts courus	Total emprunts et dettes financières	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'un swap
Allemagne	1 150	-	-	1 150	1 150	-	260	890	-	-
Belgique	129	1 897	-	2 026	2 026	-	-	129	1 897	-
Espagne	5 224	3 227	50	8 501	3 511	4 990	1 068	2 596	4 837	18 849
France	400 908	40 635	2 349	443 892	49 965	393 927	353 376	70 266	20 250	101 383
Grèce	92 671	57 443	1 159	151 273	-	151 273	52 832	36 777	61 664	73 353
Italie	78 524	2 397	907	81 828	455	81 373	32 710	35 005	14 113	42 674
Portugal	142 928	5 384	-	148 312	18 280	130 032	11 723	34 623	101 966	118 619
Royaume-Uni	79 445	426	360	80 231	657	79 574	7 476	28 951	43 804	64 649
États-Unis	82 141	1 544	541	84 226	11 612	72 614	4 549	15 782	63 895	69 263
TOTAL	883 120	112 953	5 366	1 001 439	87 656	913 783	463 994	225 019	312 426	488 790
Trésorerie passive				34 708		34 708	34 708			
TOTAL				1 036 147	87 656	948 491	498 702	225 019	312 426	488 790

Au 31 décembre 2007, les taux fixes représentent 58 % du total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive).

Au 31 décembre 2006, l'analyse par pays des emprunts du Groupe est la suivante :

(en milliers d'euros)	Emprunts	Autres dettes financières	Intérêts courus	Total emprunts et dettes financières	A taux fixe	A taux variable	Échéance < 1 an	Échéance 1 à 5 ans	Échéance > 5 ans	Montant faisant l'objet d'un swap
Allemagne	1 410	-	-	1 410	1 410	-	-	1 410	-	-
Espagne	5 432	3 070	53	8 555	2 937	5 617	585	2 708	5 262	21 025
France	158 184	33 816	867	192 867	15 068	177 798	40 838	139 935	12 091	9 395
Grèce	50 249	62 008	-	112 257	-	112 259	58 302	15 759	38 199	56 917
Italie	49 045	1 650	113	50 808	2 528	48 279	11 102	24 877	14 827	33 180
Portugal	70 284	5 280	-	75 564	11 272	64 292	5 470	18 826	51 268	40 725
Royaume-Uni	85 622	511	586	86 719	678	86 042	6 515	24 376	55 829	74 643
États-Unis	80 802	779	405	81 986	32 340	49 646	45 674	13 977	22 336	25 980
TOTAL	501 028	107 119	2 024	610 171	66 233	543 938	168 491	241 868	199 812	261 865
Trésorerie passive				32 147		32 147	32 147			
TOTAL				642 318	66 233	576 085	200 638	241 868	199 812	261 865

Les taux fixes représentent 54 % du total des emprunts et dettes financières (hors trésorerie passive).

23.5. Ventilation des emprunts et dettes financières par devise

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
En euro (EUR)	665 696	346 070
En dollar américain (USD)	214 945	122 684
En livre britannique (GBP)	120 798	141 411
En autres devises	-	6
TOTAL	1 001 439	610 171

23.6. Endettement financier net

L'endettement financier net correspond aux emprunts et dettes financières diminués de la trésorerie et des équivalents de trésorerie ainsi que des actifs liquides. Les actifs liquides sont des actifs financiers 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).

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Emprunts et dettes financières	1 001 439	610 171
Effet des instruments dérivés passifs	6 444	525
Effet des instruments dérivés actifs	(20 348)	(3 748)
Trésorerie nette à la clôture	(289 920)	(345 269)
Endettement financier net	697 615	261 679

NOTE 24 Gestion des risques financiers

24.1. Risque de taux

Le financement des projets mis en œuvre par le Groupe, notamment pour les parcs éoliens, implique un recours important à l'endettement. Une hausse significative des taux d'intérêt peut donc avoir un impact sur la rentabilité des projets futurs du Groupe. Afin de limiter ce risque, le Groupe a mis en œuvre une politique de couverture des risques de taux par le biais de contrats d'échanges de conditions d'intérêt (swaps 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.

Les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme. En général, les établissements bancaires arrangeurs, demandent une couverture à hauteur de 70 % à 100 % du montant de financement, et pour 80 % à 100 % de sa durée. Pour la partie des financements restant à taux variable, le risque est géré en fonction de l'évolution des marchés (et de l'évolution de la génération de cash-flow libre par le projet).

Ventilation des emprunts par taux avant et après swaps

(en milliers d'euros)	31/12/2007			31/12/2006		
	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	87 656	488 790	576 446	66 233	261 864	328 097
A taux variable	913 783	(488 790)	424 993	543 938	(261 864)	282 074
TOTAL	1 001 439	-	1 001 439	610 171	-	610 171

Tests de sensibilité

Sur la base de la situation financière du Groupe au 31 décembre 2007 et au 31 décembre 2006, 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 +/- 100 points de base (1 %) des taux d'intérêt.

(en milliers d'euros)	Compte de résultat		Capitaux propres	
	+ 100bps	- 100bps	+ 100bps	- 100bps
31 décembre 2007	415	(479)	32 189	(35 317)
31 décembre 2006	2 658	(2 746)	9 114	(9 883)

24.2. Risque de change

Le Groupe réalise une part importante de ses activités en dehors de la zone Euro. Il est donc exposé au risque de change provenant de ses différentes expositions en devises, principalement en Dollar américain et en Livre Sterling.

Le Groupe limite ce risque :

- en couvrant systématiquement les transactions pouvant engendrer un écart de change. Il s'agit principalement :
 - achat de matériel (essentiellement des turbines) dans une devise différente de la devise domestique de comptabilisation. A ce jour, seuls sont concernés les achats de turbines effectués

par les filiales américaines et britanniques auprès de fabricants européens,

- flux intragroupes tels que les managements fees, les refacturations diverses, les intérêts sur prêts... ;
- en interdisant qu'une dette soit contractée dans une autre devise que la devise fonctionnelle du pays concerné (à l'exception de la Bulgarie et du Mexique) ;
- en s'assurant que tous les financements intra-Groupe sont réalisés dans la devise de la filiale bénéficiaire.

Les instruments de couvertures utilisés sont des swaps, des achats à termes et des options « vanilles ».

Ventilation des actifs et passifs par devise

Au 31 décembre 2007					
(en milliers d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	Total
Actifs	1 699 301	160 116	507 485	16 384	2 383 286
Passifs	1 003 195	139 727	480 464	2 591	1 625 977
Position nette avant gestion	696 106	20 389	27 021	13 793	757 309
Effet gestion	-	-	-	-	-
Position nette après gestion	696 106	20 389	27 021	13 793	757 309

Au 31 décembre 2006					
(en milliers d'euros)	EUR	GBP	USD	Autres	Total
Actifs	1 239 002	142 571	321 061	24 348	1 726 982
Passifs	571 743	135 633	294 506	3 004	1 004 887
Position nette avant gestion	667 260	6 938	26 555	21 343	722 096
Effet gestion	5 495	(5 495)	-	-	-
Position nette après gestion	672 755	1 443	26 555	21 343	722 096

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 2007 et au 31 décembre 2006 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 2007	(1 486)	(333)	39 978	(21 942)
31 décembre 2006	(1 816)	(1 836)	-	-

24.3. Risque de liquidité

Lignes de crédit

Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose de sept lignes de crédit moyen terme ayant pour échéance la période 2012-2013. Ces lignes sont non amortissables et remboursables in fine. D'un montant total de 350 millions d'euros, elles sont garanties par les établissements

financiers avec lesquels elles ont été conclues à des conditions fixées et irrévocables.

Le Groupe dispose également de lignes de découvert qui, par définition, ne sont pas garanties (hors délai légal de rétractation des banques).

Depuis début 2007, EDF EN SA a contracté des lignes de crédit « Back to Back » qui complètent le dispositif de financement déjà établi. Elles sont conclues pour un an et renouvelables une fois.

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.

Au 31 décembre 2007

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme			
- échéance 2012	70	64	6
- échéance 2013	280	140	140
Ligne 364 jours renouvelables			
- échéance 2008	158	136	22
Découverts bancaires	91	35	56
TOTAL	599	375	224

Au 31 décembre 2006

(en milliers d'euros)	Montant	Utilisation	Non-utilisation
Ligne moyen terme			
- échéance 2009	40	-	40
- échéance 2013	301	-	301
Découverts bancaires	75	32	43
TOTAL	416	32	384

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 2007.

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 2007.

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'1 an	Entre 1 et 5 ans	A plus de 5 ans	Total
Emprunts auprès des établissements de crédit	432 025	456 461	888 486	230 146	459 914	667 828	1 357 888
Autres dettes financières	31 969	80 984	112 953	31 970	70 641	15 244	117 855
Découverts bancaires	34 708		34 708	34 708	-	-	34 708
Instruments de dérivés de taux d'intérêts nets (passifs-actifs)	546		546	(782)	2 582	(3 771)	(1 970)
Dettes fournisseurs	54 774		54 774	54 774	-	-	54 774
Autres créditeurs ⁽¹⁾	181 307		181 307	181 307	-	-	181 307

(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 (voir Note 19.4).

24.4. 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 2007 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 ces 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 768 752 K€ au 31 décembre 2007 et de 618 861 K€ au 31 décembre 2006.

NOTE 25 Information sur la juste valeur des instruments financiers

Conformément aux dispositions d'IFRS 7, la juste valeur des actifs et passifs financiers, ainsi que leur valeur comptable au bilan est résumée dans le tableau ci-après.

(en milliers d'euros)	31/12/2007		31/12/2006	
	Valeur comptable	Juste valeur	Valeur comptable	Juste valeur
Actif				
Actifs financiers disponibles à la vente	5 443	5 443	4 399	4 399
Juste valeur positive des dérivés de couverture	20 348	20 348	3 748	3 748
Juste valeur positive des dérivés de transaction	189	189	2 050	2 050
Actifs au coût amorti	742 772	742 772	608 664	608 664
<i>Prêts et créances financières</i>	77 699	77 699	59 751	59 751
<i>Créances clients</i>	109 519	109 519	52 169	52 169
<i>Autres débiteurs⁽¹⁾</i>	186 251	186 251	93 869	93 869
<i>Trésorerie et équivalents de trésorerie au bilan</i>	369 303	369 303	402 875	402 875
Passif				
Passifs au coût amorti	1 272 228	1 264 835	882 812	877 226
<i>Emprunts et dettes financières</i>	1 001 439	994 046	610 171	604 585
<i>Dettes fournisseurs</i>	54 774	54 774	108 704	108 704
<i>Autres créditeurs⁽²⁾</i>	181 307	181 307	131 790	131 790
<i>Découverts bancaires</i>	34 708	34 708	32 147	32 147
Juste valeur négative des dérivés de couverture	6 444	6 444	525	525
Juste valeur négative des dérivés de transaction	107	107	3	3

(1) Les autres débiteurs comprennent les avances et acomptes versés et les autres créances (voir Note 19.3).

(2) Les autres créditeurs comprennent les avances et acomptes reçus, les dettes sur immobilisations et les autres dettes (voir Note 19.4).

NOTE 26 Impôts différés

26.1. Ventilation des impôts différés par nature

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Impôts différés actifs		
Subventions	2 424	1 235
Élimination d'opérations internes	19 247	8 323
Déficits reportables	27 579	30 074
Compensation impôts différés actifs / passifs	(43 257)	(29 900)
Autres	9 529	4 223
TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS ACTIFS	15 522	13 955
Impôts différés passifs		
Retraitement d'amortissement (y compris amortissement dérogatoire)	(61 108)	(30 854)
Écarts d'évaluation	(26 264)	(15 211)
Compensation impôts différés actifs / passifs	43 257	29 900
Autres	(14 540)	(19 927)
TOTAL DES IMPÔTS DIFFÉRÉS PASSIFS	(58 655)	(36 092)
Impôts différés nets	(43 133)	(22 136)

Au 31/12/2007, le montant des impôts différés actifs non reconnus s'élève à 5,2 millions d'euros dont 2,6 millions d'euros pour l'exercice 2007.

26.2. Échéances des impôts différés

(en milliers d'euros)	31/12/2007	31/12/2006
Actifs d'impôts différés	15 522	13 955
- recouvrables à plus de 12 mois	15 522	13 955
- recouvrables à moins de 12 mois	0	0
Passifs d'impôts différés	58 655	36 092
- recouvrables à plus de 12 mois	58 655	36 092
- recouvrables à moins de 12 mois	0	0

26.3. Variation de l'impôt différé

<i>(en milliers d'euros)</i>	Impôts différés actifs	Impôts différés passifs	Impôts différés nets
Situation au 31 décembre 2005	7 054	22 820	(15 766)
Variation des bases	13 512	13 246	266
Variation de périmètre	(340)	1 987	(2 327)
Écarts de conversion	24	(813)	837
Incidence sur les réserves de l'exercice	(661)	1 580	(2 241)
Autres	-	2 906	(2 906)
Compensation IDA/IDP	(5 634)	(5 634)	-
Situation au 31 décembre 2006	13 955	36 092	(22 137)
Variation des bases	10 819	9 899	920
Variation de périmètre	1 062	19 247	(18 185)
Écarts de conversion	(40)	(1 446)	1 409
Incidence sur les réserves de l'exercice	3 083	7 162	(4 079)
Autres	-	1 061	(1 061)
Compensation IDA/IDP	(13 357)	(13 357)	-
SITUATION AU 31 DÉCEMBRE 2007	15 522	58 655	(43 133)

26.4. Preuve d'impôt

<i>(en milliers d'euros)</i>	2007	2006
Résultat avant impôts des sociétés intégrées	70 822	37 832
Pertes de valeur des écarts d'acquisition	-	-
Résultat avant impôts des sociétés intégrées et pertes de valeur des écarts d'acquisition	70 822	37 832
Taux d'imposition du Groupe	34,43 %	34,43 %
Charge théorique d'impôt	(24 384)	(13 025)
Différences de taux d'imposition	(2 486)	(5 109)
Différences permanentes	(1 473)	225
Impôts sans base ⁽¹⁾	(1 638)	2 111
Autres	(360)	515
Charge réelle d'impôt	(18 427)	(10 767)

(1) Dont actifs d'impôts différés non reconnus.

Considérant un résultat avant impôts de 70 822 milliers d'euros à fin décembre 2007, le taux effectif d'imposition est de 26,02 %.

L'écart par rapport au taux normal d'imposition en France de 34,43 % pour l'exercice 2007 s'explique principalement par :

➤ les effets de minoration suivants :

- des taux d'imposition inférieurs dans plusieurs pays où le Groupe est présent (principalement la Bulgarie, l'Italie et le Portugal),
- la réduction du taux d'impôt sur les sociétés applicable sur le résultat généré par les activités dans les DOM,
- l'effet de changement de taux sur l'Italie (passage de 37,25 % à 30,4 %),

- la non-imposition de certains produits (principalement aux USA),

- l'effet de l'utilisation des crédits d'impôts (principalement aux USA),

- l'imposition partielle des PVLT des sociétés françaises,

- le résultat de déconsolidation des sociétés mexicaines et la cession du parc éolien de Lou Paou ;

➤ les effets de majoration suivants :

- la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur certains résultats déficitaires à fin 2007 (Portugal, Mexique, Grèce),

- la non-déductibilité permanente de certaines charges ;
 - des effets pouvant jouer dans les deux sens :
 - il s'agit de la comptabilisation en réserves de conversion des écarts de change relatifs aux investissements nets à l'étranger,
- notamment aux États-Unis avec le prêt effectué par la société à sa fille AIR Inc, destiné à financer l'acquisition d'enXco,
- des impôts sans contrepartie en résultat (élimination des actions propres, corrections d'impôts).

NOTE 27 Provisions

(en milliers d'euros)	31/12/2007			31/12/2006		
	Courant	Non courant	Total	Courant	Non courant	Total
Provisions pour avantages du personnel	-	140	140	-	140	140
Autres provisions :						
Provisions pour risques liés aux participations	-	5 400	5 400	-	2 907	2 907
Provisions pour litiges	-	-	-	-	-	-
Provisions pour déconstruction	-	1 238	1 238	-	1 198	1 198
Autres	1 955	82	2 037	381	100	481
TOTAL	1 955	6 860	8 815	381	4 345	4 726

(en milliers d'euros)	Provisions pour avantages du personnel	Provisions pour risques liés aux participations	Provisions pour litiges	Provisions pour déconstruction	Autres	Total
Provisions au 01/01/2008	136	3 693	51	1 043	437	5 360
Variation de périmètre	-	-	(51)	-	(104)	(155)
Provisions utilisées	-	-	-	-	(165)	(165)
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	(842)	-	-	-	(842)
Dotations	4	-	-	136	370	510
Écarts de conversion	-	-	-	(4)	-	(4)
Autres	-	56	-	23	(57)	22
Provisions au 31/12/2006	140	2 907	-	1 198	481	4 726
Variation de périmètre	-	-	-	-	-	-
Provisions utilisées	-	-	-	-	-	-
Provisions excédentaires ou devenues sans objet	-	-	-	-	(389)	(389)
Dotations	-	2 500	-	49	2 074	4 623
Écarts de conversion	-	-	-	(9)	(129)	(137)
Autres	-	(8)	-	-	-	(8)
PROVISIONS AU 31/12/2007	140	5 400	-	1 238	2 037	8 815

En 2007, 370 milliers d'euros de provisions pour risque fiscal ont été repris. L'augmentation de 4 millions d'euros résulte essentiellement de provisions relatives à des participations et d'une nouvelle provision constatée sur un parc éolien américain en cours de construction pour le compte d'un tiers.

Le solde de 4 726 milliers d'euros à fin décembre 2006 correspond aux éléments suivants :

- 2 907 milliers d'euros pour le risque lié principalement aux participations mexicaines. 1 198 milliers d'euros de provision

pour déconstruction qui ont évolué essentiellement du fait de l'ajustement temporel des valeurs actualisées ;

- 140 milliers d'euros de provision pour avantages au personnel. Ce montant correspond exclusivement aux engagements de départ en retraite ;
- 481 milliers d'euros d'autres provisions.

NOTE 28 Notes sur le tableau consolidé des flux de trésorerie**28.1. Dotations nettes aux amortissements, provisions et pertes de valeur incluses dans le résultat opérationnel**

(en milliers d'euros)	31/12/2007	21/12/2006
Immobilisations incorporelles	553	392
Immobilisations corporelles	40 837	28 939
Immobilisations financières	(2 376)	471
TOTAL DOTATIONS NETTES AUX AMORTISSEMENTS DES IMMOBILISATIONS	39 014	29 802
Perte de valeur sur actifs financiers disponibles à la vente	15	(405)
TOTAL DES DOTATIONS NETTES AUX AMTS. ET PERTES DE VALEUR SUR ACTIFS NON COURANTS	39 029	29 397
Engagement envers les salariés	-	4
Autres provisions	4 234	(501)
TOTAL DOTATIONS NETTES DES PROVISIONS	4 234	(497)
TOTAL DES DOTATIONS NETTES HORS ACTIFS COURANTS	43 263	28 900

28.2. Élimination des résultats de cession et des pertes ou profits de dilution

(en milliers d'euros)	31/12/2007	21/12/2006
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs incorporels	5	-
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs corporels	3 960	2 785
(Plus) ou moins value sur cessions d'actifs financiers	(292)	320
(Plus) ou moins value sur cessions de titres de participation	(6 015)	(12 613)
TOTAL	(2 342)	(9 508)

28.3. Autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie

(en milliers d'euros)	31/12/2007	21/12/2006
Emprunts auprès des établissements de crédit	(1 803)	(1 497)
Autres dettes d'exploitation ⁽¹⁾	13 313	9 175
Créances financières ⁽²⁾	25	(2 002)
Autres créances et autres dettes	-	579
TOTAL	11 535	6 255

Les autres produits et charges sans incidence sur la trésorerie :

(1) relatifs aux autres dettes d'exploitation correspondent aux gains ou pertes de change constatés sur des dettes et des créances en dollar.

(2) relatifs aux créances financières correspondent aux écarts de conversion sur les investissements nets à l'étranger.

28.4. Incidence de la variation des Besoins en Fonds de Roulement sur éléments courants et non courants

(en milliers d'euros)	31/12/2007			31/12/2006		
	Variation du BFR lié à l'activité	Variation du BFR lié aux investissements	TOTAL	Variation du BFR lié à l'activité	Variation du BFR lié aux investissements	TOTAL
Stocks	(41 655)		(41 655)	(80 401)		(80 401)
Clients	(48 884)		(48 884)	29 601		29 601
Actifs d'impôts exigibles	(361)		(361)	(107)		(107)
Autres actifs	(152 189)	75	(152 114)	(72 910)	70	(72 840)
Éléments d'actif	(243 089)	75	(243 014)	(123 817)	70	(123 747)
Fournisseurs	29 658		29 658	(30 275)		(30 275)
Passifs d'impôts exigibles	(16 150)		(16 150)	(4 532)		(4 532)
Autres passifs	(261 139)	(37 011)	(298 150)	(106 292)	(13 226)	(119 518)
Éléments de passif	(247 631)	(37 011)	(284 642)	(141 099)	(13 226)	(154 325)
TOTAL (ACTIF - PASSIF)	4 542	37 086	41 628	17 282	13 296	30 578
Actifs et passifs d'impôts exigibles (Classés dans la rubrique « impôts payés » du TFT)	15 789	-	15 789	4 425	-	4 425
TOTAL HORS ACTIFS ET PASSIFS D'IMPÔTS EXIGIBLES	(11 247)	37 086	25 839	12 857	13 296	26 153

La différence entre la variation du BFR présentée dans le tableau des flux de trésorerie pour (11 247) milliers d'euros et la variation du BFR de la note 19 pour (122 624) milliers d'euros provient principalement de la variation du BFR non courant pour 114 247 milliers d'euros pris en compte dans un cas et pas dans l'autre.

28.5. Acquisitions et cessions d'immobilisations

(en milliers d'euros)	31/12/2007	21/12/2006
Acquisitions immobilisations incorporelles	(723)	(2 242)
Acquisitions immobilisations corporelles	(510 350)	(327 105)
Nouveau crédit-bail	(242)	-
TOTAL ACQUISITION IMMOBILISATIONS CORPORELLES & INCORPORELLES	(511 315)	(329 347)
Dettes sur acquisition immobilisations incorporelles	(3 332)	(1 734)
Dettes sur acquisition immobilisations corporelles	35 806	13 686
Variation dettes sur acquisition immobilisations corporelles & incorporelles	32 474	11 952
TOTAL ACQUISITION IMMOBILISATIONS	(478 841)	(317 395)

(en milliers d'euros)	31/12/2007	21/12/2006
Prix de cession des immobilisations incorporelles	-	39
Prix de cession des immobilisations corporelles	2 603	81
TOTAL PRIX DE CESSION IMMOBILISATIONS CORPORELLES & INCORPORELLES	2 603	120
Créances sur cessions immobilisations corporelles	75	70
Variation créances sur cession immobilisations corporelles & incorporelles	75	70
Prix de cession actifs financiers non courants	671	1 991
Variation créances sur cessions actifs non courants	671	1 991
TOTAL CESSIONS IMMOBILISATIONS	3 349	2 181

28.6. Incidence des variations de périmètre

(en milliers d'euros)	31/12/2007			31/12/2006		
	Acquisitions	Cessions	Net	Acquisitions	Cessions	Net
Acquisitions						
➤ Prix d'acquisition ⁽¹⁾	(73 299)		(73 299)	(10 726)		(10 726)
➤ Trésorerie acquise	23 600		23 600	(5 412)		(5 412)
Effet des entrées de périmètre	(49 699)		(49 699)	(16 138)		(16 138)
Cessions						
➤ Prix de cession ⁽²⁾		2 582	2 582		17 710	17 710
➤ Trésorerie sortie		(1 060)	(1 060)		(1 307)	(1 307)
Effet des sorties de périmètre		1 522	1 522		16 403	16 403
Incidence nette des variations de périmètre			(48 177)			265

(1) Correspond à l'acquisition des titres des sociétés Patterson Pass, RETD, Viotia, Nurri & Andretta, Alco, Verdesis, Noreole, Reetec, PPT et à la première consolidation des sociétés Luc sur Orbieu, Castanet, Villesèque, Salle-Curan, Chemin d'Ablis.

(2) Correspond à la cession des sociétés mexicaines EME et San Raphael, du DVAS Lou Paou, de la société Tres Vaqueros et de la cession partielle de 42,24 % du DVAS Fenton ainsi qu'à la liquidation de la société suédoise HV5.

NOTE 29 Actifs et passifs éventuels

Dans le cadre de son activité de développement, le Groupe est amené à signer des accords de rémunération en cas de succès d'opérations de développement (accords de success fees) ou des accords de partenariat, avec des tiers. Ces accords peuvent prendre différentes formes et donc entraîner des traitements comptables différents. Au titre de ces accords, peuvent être dus :

1) **soit une somme forfaitaire fixe ou une somme forfaitaire proportionnelle** (au nombre de MW développés, au coût de la construction...) lors du franchissement d'une étape clé du développement (par exemple, obtention des différents permis, licences ou financements, démarrage de la construction). Le traitement comptable retenu pour cette nature de rémunération dépend principalement du degré d'avancement des projets concernés à la date de clôture :

- si l'avancement n'est pas jugé suffisant pour garantir la bonne fin du projet, aucun passif n'est reporté,
- si l'avancement du projet rend probable l'atteinte du fait générateur de l'exigibilité de la rémunération, notamment lorsque des étapes préalables ont déjà été atteintes, un passif éventuel est reporté en annexe,
- s'il devient certain que la rémunération sera payée, notamment lorsque l'avancement rend très improbable l'abandon du projet (du fait du démarrage de la construction par exemple), le passif est comptabilisé. Selon la nature des prestations réalisées, ce passif est soit reconnu en charges, soit fait l'objet d'une activation au sein du coût de revient du projet.

Au 31 décembre 2007, les passifs éventuels relatifs à ce type de contrats s'élèvent à :

- Mexique : Pour les projets éoliens, des success fees d'un montant de 1 743 milliers d'euros seront à verser aux partenaires du projet ainsi qu'à un intermédiaire, en cas de mise en service d'un parc représentant 105 MW,

- Grèce : 521 milliers d'euros au titre des projets en cours de développement,
- Espagne : 430 milliers d'euros ;
- 2) **soit un pourcentage du revenu** (ou du résultat) futur dégagé par un projet sur une certaine période (redevance).

Les montants restent difficiles à évaluer car ils sont fonction du niveau des résultats futurs : il s'agit donc d'éléments d'exploitation à prendre en compte lors de leur survenance effective. Un passif éventuel est reporté lorsqu'il est probable que cette redevance devra être acquittée dans le futur, son montant est évalué sur la base des projections de résultats préparées par le Groupe et est actualisé au taux de 6 %. Au 31 décembre 2007, les passifs éventuels relatifs à ce type de contrats s'élèvent à 3,2 millions d'euros et portent sur un projet français ;

3) **soit une prise de participation dans une société de projet.**

Certains accords prévoient l'attribution aux tiers de participations ou d'options sur actions dans les sociétés de projet. Dans l'hypothèse où ces instruments rémunèrent des services rendus par le tiers, la société applique la norme IFRS 2 relative au paiement sur base d'actions. Au 31 décembre 2007, aucune des options accordées par le Groupe ne rentre dans ce cadre. En l'absence d'un service rendu, et selon que le nombre d'actions ainsi que le prix d'exercice de ces instruments sont fixes, ces instruments sont soit qualifiés d'instruments de capitaux propres (IAS 32) soit d'instruments dérivés de dettes (IAS 39). De tels instruments ont été accordés au Mexique, en Grèce, en France et en Italie. L'analyse réalisée par le Groupe conclut que la valorisation de ces instruments à leur juste valeur est sans impact sur les états financiers consolidés, soit parce qu'aucune prime n'a été versée par les tiers pour acquérir ces instruments soit parce que l'avancement des projets correspondants était insuffisant pour garantir une valeur intrinsèque à ces instruments.

NOTE 30 Engagements

Le Groupe a mis en œuvre des procédures spécifiques de recensement des divers engagements auprès de chaque filiale du périmètre. Les éléments suivants ont notamment été recensés : les engagements de location à long terme, les engagements de contrats de service à long terme, les commandes d'immobilisations.

(en milliers d'euros)	31/12/2007	21/12/2006
Avals, cautions et autres garanties données ⁽¹⁾	132 033	109 599
Nantissements, hypothèques et autres sûretés réelles ⁽²⁾	785 011	443 171
Autres engagements donnés ⁽³⁾	1 959 442	684 655
Engagements donnés	2 876 486	1 237 425
Avals, cautions et autres garanties reçues	-	-
Autres engagements reçus ⁽³⁾	2 497 684	1 084 128
Engagements reçus	2 497 684	1 084 128

(1) Cautions de bonne fin et autres garanties données ;

Le Groupe réalise régulièrement aux USA et en Europe des constructions de fermes éoliennes sous forme de « clé en main ». Dans ce cadre, s'agissant d'opérations importantes, les clients et/ou financiers demandent aux sociétés holdings (donc en général à EDF Energies Nouvelles) des cautions de bonne fin. Ces cautions de bonne fin sur des contrats de type « clé en main » données au client pour le compte de sa filiale sont in fine analysées comme des acceptations de pénalités sur commandes en cours pour lesquelles le Groupe a une obligation contractuelle de réalisation. Au 31 décembre 2007, dans le cadre du financement de parcs éoliens français, des engagements d'actionnaires ont été pris envers les banques à hauteur de 35 millions d'euros. Dans le cadre du projet Kesfeld et Windpark Kirf en Allemagne, des garanties ont été données par le Groupe au client REH à hauteur de 49 millions d'euros (le projet Kesfeld pour 39 millions d'euros et Windpark Kirf pour 10 millions d'euros). Pour des parcs éoliens situés aux USA, 28,7 millions d'euros de garanties ont été accordées au titre des éventuels dommages et intérêts.

La même problématique concerne les garanties de bonne fin données aux clients par une société mère membre du Groupe pour le compte de sa filiale titulaire d'un contrat à long terme de Maintenance et Opérations. Les obligations résultant de ces contrats (qui sont des activités courantes du Groupe) entrent dans l'exploitation courante et normale. La garantie de bonne fin donnée par une entité juridique n'est alors qu'une partie de l'obligation contractuelle commerciale normale d'une activité courante du Groupe.

(2) Concernant les sûretés réelles accordées sur les dettes :

Les nantissements de titres de sociétés du Groupe représentent 54,7 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 126,2 millions d'euros au 31 décembre 2007. Sur ce dernier total, l'essentiel est représenté par le nantissement des titres des filiales situées en Italie, soit 103 millions d'euros.

Les nantissements des autres actifs (installations immobilisées des parcs éoliens, créances détenues) donnés en garantie des dettes financières représentent 388,5 millions d'euros au 31 décembre 2006 et 658,8 millions d'euros au 31 décembre 2007. A ce niveau, le nantissement d'actifs au Portugal représente 203 millions d'euros, en Grèce 139,5 millions d'euros et en Italie 137,2 millions d'euros.

(3) Au 31 décembre 2007, les autres engagements donnés et reçus incluent les engagements réciproques liés aux commandes d'immobilisations, soit 1 747 millions d'euros et aux contrats de location et de service à long terme, soit 51,3 millions d'euros. Concernant ces derniers engagements, il existe une contrepartie difficile à chiffrer mais significative sous forme de garantie de rendement technique des installations pour des niveaux de vent, des débits d'eau, ou des quantités données de combustible. Les engagements reçus sont également composés à hauteur de 485,3 millions d'euros de lignes de crédit (liées aux activités courantes ou au financement de projet) accordées par les banques et non encore utilisées.

NOTE 31 Regroupements d'entreprises

Les regroupements significatifs d'entreprise sur l'année 2007 concernent les opérations suivantes :

- acquisition en Italie de 50 % des titres de deux sociétés qui contrôlent des parcs éoliens en exploitation, Nurri et Andretta. Ces sociétés sont consolidées en intégration proportionnelle ;
- acquisition en Grèce de 75 % des titres de la société RETD ;
- acquisition aux États-Unis de 70 % d'intérêts dans le parc éolien Patterson Pass. Le Groupe détenait déjà 30 % de participation ; suite à l'acquisition complémentaire intervenue dans le courant du mois de mai, cette société est consolidée en intégration globale ;

- acquisition de 100 % de Verdesis ;
- acquisition de 100 % de Noréole.

Les goodwill sont calculés sur la base du prix d'acquisition initial ainsi que sur l'estimation des éventuels compléments de prix ou d'engagements de rachat des minoritaires prévus contractuellement (cf. note 12 sur les goodwill). Les estimations sont donc susceptibles d'être révisées, entraînant de ce fait une modification ultérieure de la valeur de ces goodwill.

Les données relatives à ces acquisitions sont présentées ci-dessous.

► ANALYSE DU COÛT D'ACQUISITION

(en milliers d'euros)	Nurri	Andretta	RETD	Patterson Pass	Verdesis	Noreole
Prix d'acquisition	8 343	26 081	5 950	2 905	6 894	550
Dette sur acquisitions de titres			5 000			3 995
Coûts directs rattachés à l'acquisition						
Juste valeur des actions émises						
COÛTS D'ACQUISITION TOTAL	8 343	26 081	10 950	2 905	6 894	4 545
Juste valeur des actifs nets acquis	8 343	26 081	779	2 905	1 674	37
Juste valeur des passifs nets acquis						
Écart d'acquisition dégagé			10 171	0	5 220	4 508

	Nurri		Andretta		RETD		Patterson Pass		Verdesis		Noreole	
	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC	Juste Valeur	VNC
Actif												
Immobilisations	19 425	10 988	71 704	41 502	27	27	4 532	63	2 605	2 605	218	218
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 479	2 479	11 267	11 267	1 520	1 520	596	596	37	37	2	2
Stocks	0	0	0	0	0	0	0	0	279	279	0	0
Autres actifs ⁽¹⁾	15 508	15 508	12 897	12 897	247	247	236	236	4 422	4 422	52	52
TOTAL ACTIF	37 412	28 975	95 867	65 666	1 794	1 794	5 364	895	7 343	7 343	271	271
Passif												
Dettes financières	20 631	20 631	40 180	40 180	2	2	0	0	2 026	2 026	0	0
Juste valeur des instruments de couverture	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Dettes d'exploitation	2 307	2 307	6 041	6 041	494	494	75	75	3 592	3 592	0	0
Autres passifs ⁽²⁾	6 131	3 566	23 565	14 384	259	259	1 788	0	51	51	235	235
ACTIF NET	8 343	2 471	26 081	5 061	1 039	1 039	3 501	819	1 674	1 674	37	37
Intérêts minoritaires	0	0	0	0	260	0	0	0	0	0	0	0
Actifs nets acquis	8 343	2 471	26 091	5 061	779	1 039	3 501	819	1 674	1 674	37	37

(1) Dont des comptes de trésorerie bloquée, présentés en «autres actifs» : 5 075 milliers d'euros chez Nurri et 1 854 milliers chez Andretta.

(2) Dont subventions présentées en «autres passifs» : 1 892 milliers d'euros chez Nurri et 10 557 milliers d'euros chez Andretta.

NOTE 32 Transactions avec les parties liées

► COMPTE DE RÉSULTAT (en milliers d'euros)

Société	Chiffre d'affaires		Charges opérationnelles		Produits financiers		Charges financières	
	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006
Actionnaires	54 513	44 933	2 253	(2 390)	-	-	-	(4 726)
Filiales non-consolidées	-	-	-	-	-	-	-	-
Co-entreprises	2 151	-	-	-	1 386	-	(1)	-
Entreprises associées	-	-	(31)	-	449	37	(329)	(290)
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	56 664	44 933	2 222	(2 390)	1 835	37	(330)	(5 016)

► BILAN - ACTIF (en milliers d'euros)

Société	Prêts et créances		Créances clients		Charges constatées d'avance	
	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006
Actionnaires	-	-	5 163	10 395	580	1 039
Filiales non-consolidées	-	-	-	-	-	-
Co-entreprises	31 015	10 569	399	1 133	-	-
Entreprises associées	11 541	7 012	129	-	-	-
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-
TOTAL	42 556	17 581	5 691	11 528	580	1 039

► BILAN - PASSIF (en milliers d'euros)

Société	Dettes financières		Dettes fournisseurs		Comptes courants passifs	
	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006	31/12/2007	31/12/2006
Actionnaires	85	85	1 706	1 964	-	-
Filiales non-consolidées	-	-	-	-	-	-
Co-entreprises	-	-	-	-	28	-
Entreprises associées	5 216	6 625	864	899	573	2 212
Sociétés sur lesquelles les dirigeants du Groupe exercent une influence notable	-	-	-	-	-	-
TOTAL	5 301	6 710	2 570	2 563	601	2 212

Les transactions entre parties liées ne sont pas compensées entre elles.

NOTE 33 Événements postérieurs à la date de clôture

Le Groupe a pris une participation de 50 % dans la société EDF Energies Nouvelles Réparties (aux côtés d'EDF) tel que prévu dans le « projet industriel » signé dans le cadre des accords d'actionnaires de juillet 2006. Cette société est un ensemble industriel et commercial qui a vocation à concevoir et commercialiser des offres complètes intégrant tous types d'énergies renouvelables (solaires thermique et photovoltaïque, chauffage thermodynamique et à base de bois-énergie, etc.) et de maîtrise de l'énergie destinées aux particuliers et aux professionnels. EDF Energies Nouvelles Réparties portera l'ensemble des investissements industriels amont du Groupe, en

particulier dans la production d'équipements photovoltaïques. Cette société sera consolidée par intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles.

Un accord de partenariat avec la société britannique Renewable Energy Holding (REH) a été signé visant le développement et le déploiement d'un procédé innovant d'énergie des vagues dans des projets de production d'électricité. L'accord donne à EDF Energies Nouvelles un droit exclusif d'utilisation de cette technologie dans l'hémisphère nord et à La Réunion.

NOTE 34 Périmètre

G = Intégration globale

IP = Intégration proportionnelle

ME = Mise en équivalence

Sociétés	31 décembre 2007				31 décembre 2006				
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN		
EDF Energies Nouvelles SA									
EDF Energies Nouvelles France	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.689.915	
Parc Éolien d'Antifer	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	434.518.999	
PARC Éolien de Luc sur Orbieux	France	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	434.518.577
Parc Éolien d'Oupia	France	100,00 %	100,00 %	IG	96,00 %	96,00 %	IG	434.518.437	
Parc Éolien de Castanet	France	(1)	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 Villeseque	France	(1)	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	
Scite Peristyle	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	387.498.926	
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	100,00 %	100,00 %	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	
Jacques Giordano Industries	France	25,00 %	25,00 %	ME	25,00 %	25,00 %	ME	351.193.347	
Energie Solaire de France	France	51,00 %	51,00 %	IG	51,00 %	51,00 %	IG	431.692.813	
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 Français	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	435.266.929	

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

20

Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS

Sociétés	31 décembre 2007				31 décembre 2006			
		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
Lou Paou	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	491.249.819
Noréole	France (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	445.203.128
EDF EN Développement	France (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	493.536.676
Parc Éolien de Salles Curan	France (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	449.597.046
Parc Éolien Chemin d'Ablis	France (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	479.892.812
Plein Vent Lou Paou	France (2)	-	-	-	100,00 %	100,00 %	IG	491.473.682
Photon Power technologies	France (1)	20,00 %	20,00 %	ME	-	-	-	498.173.905
EEN Hellas	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Creta Hydrowind SA	Grèce	90,15 %	90,15 %	IG	90,15 %	90,15 %	IG	
Aioliki Didimon	Grèce	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG	
Aioliki Energy Peloponnisou	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Aioliki Karystou	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	99,00 %	99,00 %	IG	
Mpelexeri (ex Aioliki Malea)	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG	
Aioliki Peleta	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG	
Aioliki Lafkoy	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG	
Aioliki Erateinis	Grèce	100,00 %	100,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG	
Ktistor Aioliki	Grèce	95,00 %	95,00 %	IG	90,00 %	90,00 %	IG	
Aioliki Hellas	Grèce	90,00 %	90,00 %	IG	90,00 %	90,00 %	IG	
Viota Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Trizina Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Taranara Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Argolida Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Argos Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Niata Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Risiori Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Lekka Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Leontio Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Livadia Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Drambala Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Aktina Lakonias	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Aktina Argolidas	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Aktina Kristis	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Aktina Aigaiou	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Aktina Hanion	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Goritsa Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Maliaza Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Pournari Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Folea Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Antillion Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Lithos Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	
Pigadia Aiolos	Grèce	99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG	

Sociétés	31 décembre 2007			31 décembre 2006			N° SIREN	
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode		
Aries Aiolos	Grèce		99,95 %	99,95 %	IG	99,95 %	99,95 %	IG
Aktina Fotos	Grèce	(1)	99,95 %	99,95 %	IG	-	-	-
Aktinas Energias	Grèce	(1)	99,95 %	99,95 %	IG	-	-	-
Aktinia Peloponissou	Grèce	(1)	99,95 %	99,95 %	IG	-	-	-
Aktina Iliou	Grèce	(1)	99,95 %	99,95 %	IG	-	-	-
EDF EN Grèce	Grèce	(1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-
RETD	Grèce	(1)	75,00 %	75,00 %	IG	-	-	-
PPC Renewables - EDF EN Grèce	Grèce	(1)	51,00 %	51,00 %	IP	-	-	-
EEN Veotia	Grèce	(1)	52,20 %	52,20 %	IP	-	-	-
EDF EN Portugal (ex SIIF Energias Portugal)	Portugal		100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Ecogen	Portugal		29,00 %	29,00 %	ME	29,00 %	29,00 %	ME
Eolica do Centro	Portugal		31,65 %	31,65 %	ME	31,65 %	31,65 %	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
E E V M	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		42,50 %	42,50 %	IP	42,50 %	42,50 %	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
HV S AB	Suède	(2)	-	-	-	100,00 %	100,00 %	IG
SIIF Energias 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
Fotovoltaico Solar y Energias Renova	Espagne		45,83 %	45,83 %	IP	42,50 %	42,50 %	IP
EDF EN Italia (Ex SIIF Servizi)	Italie		95,00 %	95,00 %	IG	95,00 %	95,00 %	IG
Fri El Puglia	Italie		47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Sant'Agata	Italie		47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Sardegna	Italie	(1)	47,50 %	50,00 %	IP	-	-	-
Fri-El Nurri	Italie	(1)	47,50 %	50,00 %	IP	-	-	-
Fri-El Andretta	Italie	(1)	47,50 %	50,00 %	IP	-	-	-
Fri-El Campania	Italie	(1)	47,50 %	50,00 %	IP	-	-	-
Fri-El Murge	Italie		47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Ichnusa	Italie		47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Fri-El Campidano	Italie		47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Solareolica	Italie	(1)	95,00 %	95,00 %	IG	-	-	-
Murgeolica	Italie		47,50 %	50,00 %	IP	47,50 %	50,00 %	IP
Terni Solar Energy	Italie	(1)	47,50 %	50,00 %	IP	-	-	-
Inversiones Eolicas	Mexique		99,38 %	99,38 %	IG	99,38 %	99,38 %	IG
Electrica del Valle de Mexico	Mexique		99,18 %	99,80 %	IG	99,18 %	99,80 %	IG
Empresa Mexicana de Energia	Mexique	(2)	-	-	-	99,50 %	99,50 %	IG
Generadora Electrica San Rafael	Mexique	(2)	-	-	-	99,39 %	99,89 %	IG
Energia des Istmo	Mexique		99,04 %	99,04 %	IG	99,04 %	99,04 %	IG
enXco A/S	Danemark	(4)	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG

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

20

Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS

		31 décembre 2007			31 décembre 2006			
Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
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 (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	
Walkway	Angleterre (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	
enXco GmbH	Allemagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
enXco Vermögensverwaltung	Allemagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
DK Windpark Verwaltungs	Allemagne	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
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	
Bürgerwindpark Kröpelin	Allemagne	70,59 %	70,59 %	IG	70,59 %	70,59 %	IG	
Reetec	Allemagne (1)	28,00 %	28,00 %	ME	-	-	-	
A.I.R. of America, enXco Inc	USA (3)	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Groupe Alco	Belgique (1)	25,00 %	25,00 %	ME	-	-	-	
C-Power	Belgique	20,83 %	20,83 %	ME	20,83 %	20,83 %	ME	
Verdesis	Belgique (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-	

		31 décembre 2007			31 décembre 2006			
Sociétés		% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	N° SIREN
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 Seclin	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	398.318.303
Électrique de la Chabossière	France	65,00 %	65,00 %	IG	65,00 %	65,00 %	IG	403.113.368
Électrique de Mulhouse	France	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	414.054.213
Energies Antilles	France	65,00 %	65,00 %	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	65,00 %	65,00 %	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 Bistrita Energuia SA	Bulgarie	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG	
Mecamidi Ogosta	Bulgarie	50,00 %	50,00 %	IG	51,00 %	51,00 %	IG	
Centrale Hydroélectrique de Bulgarie	Bulgarie	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG	
Recursos Energeticos	Espagne	85,00 %	85,00 %	IG	85,00 %	85,00 %	IG	

(1) Entrées de périmètre 2007.

(2) Sorties de périmètre, déconsolidations et sociétés absorbées en 2007.

(3) A.I.R. of America est un palier de consolidation regroupant un ensemble de sociétés aux Etats-Unis détaillées page suivante.

(4) enXco A/S est un palier de consolidation incluant la société BATLIBOI (Inde).

Batliboi	Inde	50,00 %	50,00 %	ME	50,00 %	50,00 %	ME	
----------	------	---------	---------	----	---------	---------	----	--

Sociétés	31 décembre 2007			31 décembre 2006			N° SIREN
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
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
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 Windfarm II, 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	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	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 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms II, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms IV, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms V, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms VI, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms VII, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms VIII, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
DifWind Farms IX, Ltd.	USA	99,00 %	99,00 %	IG	99,00 %	99,00 %	IG
Logan County Land Partners, LLC	USA (2)	-	-	-	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
Chanarambie Land Holdings LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Lower Imrie Wind Project, LLC	USA (1)	50,00 %	50,00 %	IP	-	-	-
Linden Wind Project, LLC	USA (1)	50,00 %	50,00 %	IP	-	-	-
Miller Wind Project, LLC	USA (1)	50,00 %	50,00 %	IP	-	-	-
Alaska Wind Project, LLC	USA (1)	50,00 %	50,00 %	IP	-	-	-
Mojave Land, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	100,00 %	100,00 %	IG
Oasis Power Partners, LLC	USA	23,55 %	23,55 %	IP	23,55 %	23,55 %	IP
Hawi Renewable DevelopEMnt, LLC	USA	60,00 %	60,00 %	IG	60,00 %	60,00 %	IG
Dos Vaqueros Wind Farm, LLC	USA	50,00 %	50,00 %	IP	50,00 %	50,00 %	IP
Northern Wind Energy, LLC	USA	50,80 %	50,80 %	IP	50,80 %	50,80 %	IP
Buffalo Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,80 %	50,80 %	IP	50,80 %	50,80 %	IP
Chanarambie Power Partners, LLC	USA	50,80 %	50,80 %	IP	50,80 %	50,80 %	IP

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

20

Comptes consolidés au 31 décembre 2007 en normes IFRS

Sociétés	31 décembre 2007			31 décembre 2006			N° SIREN
	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	% Intérêts	% Contrôle	Méthode	
Moulton Heights Wind Power Projects	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Munice Power Partners, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
North Ridge Wind Farm, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Vandy South Project, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Viking Wind Farm, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Viking Wind Holdings, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Viking Wind Partners, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Vindy Power Partners, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Wilson-West Wind Farm, LLC	USA	50,84 %	50,80 %	IP	50,84 %	50,80 %	IP
Fenton Power Partners, LLC	USA	57,76 %	57,76 %	IP	100,00 %	100,00 %	IG
Rattlesnake Wind Project, LLC	USA (1)	50,00 %	50,00 %	IP	-	-	-
FC Sun Harvest, LLC	USA (1)	100,00 %	100,00 %	IG	-	-	-
Northwest Wind Partners, LLC	USA	50,00 %	50,00 %	IG	50,00 %	50,00 %	IG
Patterson Pass Wind Farm, LLC	USA	100,00 %	100,00 %	IG	30,00 %	30,00 %	ME
Buena Vista, LLC	USA (2)	-	-	-	25,00 %	25,00 %	ME
Tres Vaqueros Wind Farm, LLC	USA (2)	-	-	-	30,00 %	30,00 %	ME

20.2. Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés en normes IFRS au 31 décembre 2007

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons procédé au contrôle des comptes consolidés de la société EDF Energies Nouvelles S.A. relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2007, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

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 professionnelles 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 examiner, par sondages, les éléments probants justifiant les données contenues dans ces comptes. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis et les estimations significatives retenues pour l'arrêt des comptes et à apprécier leur présentation d'ensemble. Nous estimons que nos contrôles fournissent une base raisonnable à l'opinion exprimée ci-après.

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.

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 4.4 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 14 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 4.7 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 13 et 14 donnent une information appropriée.

Impôts différés

La note 4.14 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 26 aux états financiers fournit une information appropriée.

Instruments financiers dérivés

La note 4.9 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 25 aux états financiers fournit une information appropriée.

Acquisition et cession d'intérêts minoritaires

La note 4.5.3 aux états financiers décrit le traitement comptable retenu pour les acquisitions et cessions d'intérêts minoritaires, en l'absence de disposition spécifique du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne sur ce sujet. Nous nous sommes assurés que le traitement comptable retenu ne contrevient pas aux principes généraux de ce référentiel et que la note 12 donne une information appropriée à cet égard.

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 professionnelles applicables en France, à la vérification 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 21 février 2008

KPMG Audit

Département de KPMG S.A.

Catherine Porta

Associée

Alain Martin & Associés

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 2007

(en milliers d'euros)	KPMG				Alain Martin			
	Montant (HT)		%		Montant (HT)		%	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Audit								
➤ Commissariat aux comptes, certification, examen des comptes individuels et consolidés								
- Émetteur ⁽¹⁾	1 277	1 518	61,3 %	62,5 %	399	380	72,3 %	69,4 %
- Filiales intégrées globalement	764	896	36,7 %	36,9 %	148	167	26,8 %	30,6 %
➤ Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissaire aux comptes								
- Émetteur ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
- Filiales intégrées globalement	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	2 041	2 414	98 %	99,3 %	552	547	100 %	100 %
Autres prestations rendues par les réseaux aux filiales intégrées globalement								
➤ Juridique, fiscal, social	42	16	2,0 %	0,7 %	-	-	-	-
➤ Autres (à préciser si > 10 % des honoraires d'audit)	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Sous-total</i>	42	16	2,0 %	0,7 %	-	-	0 %	0 %
TOTAL	2 083	2 430	100 %	100 %	552	547	100 %	100 %

(1) EDF Energies Nouvelles S.A.

Par ailleurs, certaines filiales du Groupe sont auditées par des commissaires aux comptes autres que ceux du collège des commissaires aux comptes de la Société ; en 2007, le montant des honoraires d'audit correspondant s'est élevé à 0,74 million d'euros, contre 1,33 million d'euros en 2006.

20.4. Politique de distribution de dividendes

Pour l'exercice 2007, le Conseil d'administration de la Société proposera à l'Assemblée générale des actionnaires prévue le 28 mai 2008, le versement d'un dividende de 0,26 euro par action, soit 31,3 % du résultat net consolidé du Groupe.

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 le conduit à mettre occasionnellement en jeu les garanties contractuelles, notamment de conformité et de bon fonctionnement, consenties par les fabricants d'éléments techniques des éoliennes, notamment des turbines.

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 :

Dommages causés aux oiseaux aux États-Unis — En 2004, enXco, la principale filiale américaine de la Société, a été mise en cause, conjointement avec sept autres développeurs éoliens, pour des dommages causés aux oiseaux, notamment des espèces protégées, entrant en collision avec les éoliennes implantées dans la région de l'Altamont en Californie. Plusieurs actions en responsabilité ont ainsi été intentées par diverses associations devant la *Superior Court* de Californie (Comté d'Alameda), demandant la suspension des autorisations d'exploitation des parcs éoliens concernés et la mise en place de mesures destinées à réduire l'impact sur la faune aviaire et à assurer le respect de la réglementation environnementale. Ces recours concernent, pour le Groupe, les parcs éoliens enXco 5, Tres Vaqueros, DiWind 7 et 9 ainsi que potentiellement deux des parcs éoliens, dans le comté voisin, Patterson Pass et Buena Vista (enXco a cédé ses parts dans ce dernier parc à Babcock & Brown en mai 2006). enXco et certaines des associations plaignantes sont parvenus à une transaction en janvier 2007 prévoyant la création d'un plan de conservation afin de proposer un encadrement scientifique pour les futures réhabilitations de parcs existants dans cette région et le développement de nouveaux parcs éoliens. Les travaux de création du plan de conservation sont en cours. Néanmoins, une association non partie à cette transaction et ayant été déboutée de sa demande en première instance a fait appel.

Recours contre les permis de construire en France — L'implantation sur le territoire français d'un parc éolien 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, environ la moitié des permis de construire obtenus par le Groupe en France font 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 2007, plusieurs parcs éoliens du Groupe en exploitation ou en cours de construction font l'objet de recours en annulation du permis de construire correspondant. C'est notamment le cas pour le parc éolien d'une capacité de 50,6 MW à

Villesèque dans l'Aude, l'un des trois principaux projets éoliens du Groupe en France, dont le permis de construire a fait l'objet d'un recours en référé devant le tribunal administratif de Montpellier. Ce recours ayant été jugé irrecevable par une décision rendue le 10 août 2005, le Groupe a décidé de poursuivre la construction du parc sans attendre la décision à intervenir sur le fond. Le 20 mars 2008, le Tribunal administratif de Montpellier a débouté les demandeurs de leur demande visant à l'annulation de ce permis.

Recours contre l'instauration des zones de développement de l'éolien (« ZDE ») en France — Le parc éolien de Villesèque fait l'objet d'un recours contentieux introduit le 1^{er} décembre 2006 par plusieurs personnes propriétaires de terrains à Villesèque, demandant le retrait de l'arrêté du préfet de l'Aude en date du 26 juin 2006 ayant instauré une ZDE sur le territoire de cette commune. De même, le parc éolien de Salles-Curan fait l'objet d'un recours contentieux introduit le 25 septembre 2007 par deux associations locales, demandant le retrait de l'arrêté du préfet de l'Aveyron en date du 27 mars 2007 ayant instauré une ZDE sur le territoire de cette commune.

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, et concernant le seul parc de Villesèque, 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'exécède 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'arrêté de ZDE précité serait annulé, le Groupe pourrait procéder à une reconfiguration du parc de Villesèque 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 pour les 50,6 MW en construction.

Passation de marchés — Dans le cadre d'une information judiciaire sur le financement du terrorisme en Corse, il est apparu que d'éventuelles pratiques de surfacturations auraient été pratiquées par plusieurs entreprises lors de la passation de marchés, en particulier au détriment du Groupe. Les faits présumés concernent, notamment, les marchés de deux parcs éoliens et deux usines hydroélectriques ayant donné lieu au versement de subventions publiques et réalisés à la fin des années 1990 en Corse pour le compte de la Société et de deux autres sociétés du Groupe (les Sociétés Hydroélectriques de Soccia et du Scopamène), sous l'égide de la société SCITE, agissant soit en tant que maître d'œuvre, soit en tant qu'entreprise générale. Ces faits ont fait l'objet d'une instruction sous les qualifications d'abus de biens sociaux, d'escroquerie en bande organisée (notamment aux fins d'obtentions de subventions) et de financement d'une entreprise terroriste. Dans ce cadre, il a notamment été procédé à la mise en examen de deux anciens actionnaires de SCITE, société acquise par le Groupe en 2000, dont l'un en était également le dirigeant, ainsi que d'un ancien Directeur

Général délégué de la Société. Ces personnes ne disposent plus à ce jour d'un quelconque mandat ou fonction au sein du Groupe.

Au regard des faits présumés, la Société s'est constituée partie civile dans cette procédure le 21 octobre 2005 au titre de son préjudice résultant des possibles malversations intervenues à l'occasion des marchés passés pour la réalisation des deux parcs éoliens en Corse. SCITE, la Société Hydroélectrique du Scopamène et la Société Hydroélectrique de Soccia se sont également constituées parties civiles dans cette procédure le 7 juillet 2006 au titre de leur préjudice résultant d'éventuels faits similaires intervenus à l'occasion des marchés passés pour la réalisation des deux usines hydroélectriques en Corse. L'instruction a été clôturée en janvier 2007 ; une ordonnance de non lieu partiel concernant l'ancien Directeur Général délégué de la Société a été rendue le 12 mars 2008. Cette ordonnance a également requalifié les faits poursuivis en escroquerie à l'égard de la Société et d'autres sociétés du Groupe.

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 exploite et maintient le 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 PPM Energy en 2005) vers le poste électrique de livraison. Green Ridge Power, LLC demande par conséquent l'arrêt de l'exploitation de ces parcs et le démantèlement par enXco des éoliennes et câbles installés sur le site d'enXco 5. La Société étudie actuellement les arguments de Green Ridge Power, LLC, qui a été consulté lors de la phase de développement desdits projets par enXco. PPM Energy a en outre notifié à son assurance ainsi qu'à enXco des demandes d'indemnisation dans le cadre de la cession du parc de Shiloh. enXco, PPM Energy et Green Ridge Power LLC mènent actuellement des négociations en vue de déterminer leurs droits d'exploitation respectifs dans les régions concernées et d'aboutir à une solution globale satisfaisante pour chacune des parties.

Différend avec Turbomach — L'usine de Lucena (Espagne), composée d'une unité de biomasse et d'une unité de cogénération, a connu en 2007 des difficultés de fonctionnement, en grande partie liées à une avarie de la turbine à vapeur, installée par la société suisse Turbomach. Au regard de ces difficultés, la société Bioenergia Santamaria, détenue à 70 % par la Société et maître d'ouvrage du projet, a résilié le contrat relatif à la construction et l'exploitation-maintenance de l'usine le 8 avril 2008 et engagé la mise en œuvre du mode contractuel de résolution des différends, afin d'aboutir à un règlement de ce différend avec Turbomach.

A la date d'enregistrement du présent document de référence, outre les différends et procédures susvisés, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autre litige, arbitrage ou fait exceptionnel susceptible d'avoir ou ayant eu dans un passé récent une incidence significative sur la situation financière, le résultat, l'activité et le patrimoine de la Société et du Groupe.

20.6. Changement significatif de la situation financière ou commerciale

En février 2008, le Groupe a pris une participation de 50 % dans la société EDF Energies Nouvelles Réparties aux côtés d'EDF (voir le paragraphe 6.5.6 « Energies renouvelables réparties »). Cette société sera consolidée par intégration globale dans les comptes d'EDF Energies Nouvelles à compter de l'exercice 2008.

A la connaissance de la Société, il n'y a eu aucun autre changement significatif de la situation financière ou commerciale de la Société depuis le 31 décembre 2007.

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 d'enregistrement du document de référence, le capital social est fixé à 99 287 574,40 euros, divisé en 62 054 734 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 30 mai 2007 a autorisé, le Conseil d'administration, pour une durée de dix-huit mois, avec faculté de subdélégation dans les conditions prévues par la loi, faire acheter par la Société ses propres actions conformément aux dispositions prévues par les 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, notamment en vue :

- i. 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 ;
- ii. 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 ;

- iii. 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 ;
- iv. 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 ;
- v. d'annuler les actions de la Société dans le cadre d'une réduction du capital social ;

- vi. 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 65 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.

Sur la totalité de l'exercice 2007, la Société a procédé directement au rachat de 1 248 154 actions à un cours moyen de 46,52 euros de même qu'à la vente de 1 150 154 actions à un cours moyen de 46,51 euros dans le cadre du contrat de liquidité.

Le montant des frais de négociation pour l'année 2007 est de 37 391 euros.

(B) Actions détenues en propre

Au 31 décembre 2007, la Société et ses filiales détenaient 120 910 de ses propres actions, soit 0,194 % du capital de la Société.

La répartition par objectifs des actions détenues en propre était la suivante :

Objectifs de rachat	Nombre d'actions
Contrat de liquidité	98 000
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	22 910
Annulation des titres acquis	Néant
TOTAL	120 910

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 2007, le compte de liquidité comportait 98 000 actions de la Société et 2 428 122,80 euros.

Rachat d'actions propres afin de couvrir le plan d'attribution d'actions gratuites

La société a confié en novembre 2007 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 un plan d'actions gratuites mis en place le 5 novembre 2007. Dans ce cadre, 22 910 actions ont été acquises au comptant entre le 4 octobre 2007 et le 12 décembre 2007 au prix moyen de 52,27 euros, soit un montant total de 1 197 593 euros. L'intégralité des actions a été affectée à la couverture dudit plan.

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/Autorisation	Durée de validité	Plafond autorisé en valeur nominale
Augmentation de capital avec suppression du droit préférentiel de souscription par appel public à l'épargne	26 mois (à compter du 18 septembre 2006)	22 500 000 euros (ce montant nominal maximal s'impute sur le montant maximal global de 60 000 000 euros) 19 423 155,20 euros ont été émis dans le cadre de l'introduction en bourse, soit un solde autorisé de 3 076 844,80 euros
Augmentation de capital réservée à EDEV	18 mois (à compter du 18 septembre 2006)	8 621 584 euros (ce montant nominal maximal s'impute sur le montant maximal global de 60 000 000 euros) 7 677 542,40 euros ont été émis au profit d'EDEV lors de l'introduction en bourse, soit un solde autorisé de 944 041,60 euros
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 18 septembre 2006)	30 000 000 euros (ce montant nominal maximal s'impute sur le montant maximal global de 60 000 000 euros)
Augmentation de capital par incorporation de réserves, bénéfiques ou primes d'émission, de fusion ou d'apport, ou toute autre somme dont la capitalisation serait admise	26 mois (à compter du 18 septembre 2006)	10 000 000 euros (ce montant nominal maximal s'impute sur le montant maximal global de 60 000 000 euros)
Augmentation du montant des émissions avec maintien ou suppression du droit préférentiel de souscription en cas de demandes excédentaires	26 mois (à compter du 18 septembre 2006)	Dans la limite de 15 % de l'émission initiale (ce montant nominal maximal s'impute sur le montant maximal global de 60 000 000 euros)
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. 443-1 et suivants du Code du travail	26 mois (à compter du 18 septembre 2006)	3 000 000 euros (ce montant nominal maximal s'impute sur le montant maximal global de 60 000 000 euros) 149 145,60 euros ont été émis lors de l'introduction en bourse, soit un solde autorisé de 2 850 854,40 euros
Réduction de capital par annulation des actions détenues en propre	26 mois (à compter du 30 mai 2007)	10 % du capital de la Société à la date d'annulation
Autorisation d'utiliser les délégations d'augmentation et de réduction du capital social en période d'offre publique visant les titres de la Société	26 mois (à compter du 18 septembre 2006)	n.a.
Attribution gratuite d'actions au profit des salariés	38 mois (à compter du 30 mai 2007)	1 % du capital de la Société à la date d'attribution 24 550 actions gratuites ont été attribuées en novembre 2007

Lors de son introduction en bourse, le Conseil d'administration a fait usage des délégations et autorisations susvisées et a procédé à une offre au public et un placement auprès d'investisseurs institutionnels à hauteur de 19 423 155,20 euros de nominal, porté à 22 336 627,20 euros suite à l'exercice de l'option de surallocation. En outre, la Société a émis 4 798 464 actions, soit 7 677 542,40 euros de nominal, au profit de la société EDEV ainsi que 187 998 actions, soit 300 796,80 euros de nominal, au profit des salariés adhérents d'un plan épargne entreprise et de certains mandataires sociaux du Groupe. Le plafond global des autorisations financières fixé à

60 000 000 euros par l'assemblée générale du 18 septembre 2006 est donc ramené à 29 685 033,60 euros.

Le 5 novembre 2007, conformément à la délégation consentie par l'assemblée générale des actionnaires du 30 mai 2007, le Conseil d'administration a procédé à l'attribution de 24 550 actions gratuites à certains salariés et mandataires sociaux de la Société et des sociétés qui lui sont liées. Ces actions seront définitivement attribuées à leurs bénéficiaires, sous réserve de l'atteinte de certaines conditions de performance, au terme d'une période de deux ans, soit en novembre 2009, et seront ensuite soumises à une période d'incessibilité de deux ans, soit jusqu'en novembre 2011.

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 17 juillet 2006. Ses principales dispositions sont détaillées au paragraphe 18.4 « Contrôle de la Société ».

21.1.7. HISTORIQUE DU CAPITAL SOCIAL AU COURS DES TROIS DERNIERS EXERCICES

Date	Nature de l'opération	Capital avant opération (en euros)	Prime d'émission / d'apports	Actions créées	Valeur nominale (en euros)	Nombre d'actions cumulé	Capital après opération (en euros)
19/10/05	Augmentation de capital	68 956 608	72 170	1 000	16	4 310 788	68 972 608
18/09/06	Division de la valeur nominale des actions	68 972 608	n.a	n.a	1,6	43 107 880	68 972 608
28/11/06	Augmentation de capital (introduction en bourse)	68 972 608	320 482 061	12 139 472	1,6	55 247 352	88 395 763,2
28/11/06	Augmentation de capital (exercice de l'option de surallocation)	88 395 763,2	48 072 288	1 820 920	1,6	57 068 272	91 309 235,2
01/12/06	Augmentation de capital (réservée à EDEV)	91 309 235,2	126 679 449,6	4 798 464	1,6	61 866 736	98 986 777,6
14/12/06	Augmentation de capital (réservée aux salariés PEG)	98 986 777,6	1 964 279	93 216	1,6	61 959 952	99 135 923,2
14/12/06	Augmentation de capital (réservée aux salariés hors PEG)	99 135 923,2	2 502 244,8	94 782	1,6	62 054 734	99 287 574,4

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 trois 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 70 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 2009 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.

(B) Direction générale (extrait de l'article 18 des statuts)

Modalités d'exercice

Conformément à l'article L. 225-51-1 du Code de 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.

Direction générale

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 ;

➤ 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 d'enregistrement 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 d'enregistrement du présent document de référence, M. Yvon André est Directeur Général délégué (Europe) de la Société et M. Christophe Geffray est Directeur Général délégué (Industrie) 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, 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 ») 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. La première évaluation a eu lieu lors du conseil du 9 janvier 2008.

21.2.3. DROITS, PRIVILÈGES ET RESTRICTIONS ATTACHÉS AUX ACTIONS (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, personnellement ou par mandataire, aux assemblées est subordonné :

- soit à l'inscription de l'actionnaire dans les comptes de titres nominatifs tenus par la société ou par le mandataire désigné

par elle cinq jours au moins avant la date de réunion de l'assemblée ;

- soit au dépôt dans les mêmes délais, aux lieux indiqués à cet effet, dans l'avis de convocation, d'un certificat délivré par l'intermédiaire financier habilité teneur du compte de l'actionnaire, constatant l'indisponibilité, jusqu'à la date de l'assemblée des actions inscrites dans ce compte jusqu'à la date de l'assemblée.

Toutefois, le Conseil d'administration a la faculté, par voie de mesure générale, de réduire le délai mentionné aux deux alinéas précédents.

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 pour les prochaines années, destinées à la construction de ses parcs éoliens à travers le monde, EDF Energies Nouvelles a conclu des accords

de fourniture avec quatre des principaux fabricants de turbines : General Electric Wind, REpower, Enercon et Vestas.

ÉTATS-UNIS

enXco a conclu depuis 2005 plusieurs accords-cadres de fourniture de turbines avec General Electric Wind et REpower. A la date d'enregistrement du présent document de référence, ces fournisseurs se sont engagés à livrer au Groupe des turbines correspondant à une capacité totale de 939 MW et le Groupe dispose d'une option sur 250 MW supplémentaires, soit un total de

1 189 MW (dont 501 MW auprès de General Electric Wind et 688 MW auprès de REpower).

Ces contrats permettent au Groupe d'assurer l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines aux États-Unis en 2008 et 2009 et une partie de ceux de 2010.

EUROPE

La Société a conclu depuis 2006 plusieurs accords-cadres de fourniture de turbines avec REpower, Vestas et Enercon. A la date d'enregistrement du présent document de référence, ces fournisseurs se sont engagés à livrer au Groupe des turbines correspondant à une capacité totale de 1 422 MW et le Groupe dispose d'une option sur 110 MW supplémentaires, soit un total

de 1 532 MW (soit 380 MW auprès de REpower, 500 MW auprès de Vestas et 652 MW auprès d'Enercon).

Ces contrats permettent au Groupe d'assurer l'intégralité de ses besoins prévisionnels en turbines en Europe en 2008 et 2009 et une partie de ceux de 2010.

Approvisionnement en modules photovoltaïques

Comme pour l'éolien, le Groupe mène une politique active de sécurisation de son approvisionnement en modules photovoltaïques, destinés à la réalisation de centrales photovoltaïques pour compte propre et pour compte de tiers, en Europe et aux États-Unis.

Le 6 juillet 2007, un contrat d'approvisionnement de modules photovoltaïques a été conclu avec la société américaine First Solar. Ce contrat porte sur la fourniture d'une capacité totale de 230 MWc, livrables progressivement, de mi-2007 à fin 2012. Le 19 mars 2008, le Groupe et First Solar ont, par avenant au contrat susvisé, porté cette capacité à 290 MWc.

En outre, au cours de l'exercice 2007, le Groupe a conclu divers contrats d'approvisionnement de modules photovoltaïques plus

limités avec la société américaine United Solar Ovonix LLC, la division Photowatt du groupe canadien ATS ainsi que les sociétés chinoises Solarfun et Yingli Green Power (voir le paragraphe 6.5.4 « Solaire »).

Enfin, en mars 2008, la Société a conclu un accord de partenariat avec la société américaine Nanosolar, prévoyant que le Groupe aura accès à partir de 2009 à une partie de la production de modules photovoltaïques de Nanosolar et pris, par le biais d'EDF Energies Nouvelles Réparties, une participation dans Nanosolar correspondant à un investissement de 50 millions de dollars (soit 31 millions d'euros).

Contrat de licence de marque avec EDF

La Société a conclu le 30 août 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 « Marques, brevets et licences »).

Contrat-cadre avec EDF en matière de recherche-développement

La Société a conclu le 31 janvier 2008 un contrat-cadre visant à organiser la collaboration avec EDF pour les programmes de recherche-développement en matière d'énergie renouvelable (voir le paragraphe 11.1 « Recherche et Développements »).

23 Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt

Néant.

24 Documents accessibles au public

L'ensemble des documents juridiques relatifs à la Société, 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, 90, Esplanade du Général de Gaulle — 92933 Paris La Défense Cedex.

Responsable de l'information :

M. Philippe Crouzat

Directeur Financier

Cœur Défense — Immeuble 1 — Défense 4

90, Esplanade du Général de Gaulle

92933 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 « Aperçu des activités ».

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 modules 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.

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).

Mégawatt crête (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.

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.

Sourced'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.

Turbine : moteur rotatif qui convertit l'énergie cinétique de l'air en mouvement en énergie mécanique ou en électricité.

Annexe 1

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Introduction

En application de la loi n° 2003-706 du 1^{er} août 2003 de sécurité financière, ce rapport rend compte des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration, ainsi que des procédures de contrôle interne mises en place au sein d'EDF Energies Nouvelles S.A., 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, 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 :

- réalisation et l'optimisation des opérations ;
- fiabilité et le contrôle des informations comptables et financières ;
- conformité aux lois et aux réglementations en vigueur.

Le contenu de ce rapport prend en compte le cadre de référence en matière de contrôle interne recommandé par l'AMF⁽¹⁾.

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. LE CONSEIL D'ADMINISTRATION

Composition du Conseil d'administration

Depuis l'introduction en Bourse de la Société et aux termes du pacte d'actionnaires conclu le 17 juillet 2006 entre le Groupe EDF et le Groupe Mouratoglou, le Conseil d'administration est composé de 9 administrateurs représentant les actionnaires :

- 4 nommés par le Groupe EDF :
- EDEV représenté par M. Jean-Pierre Benqué en remplacement de M. Robert Durdilly à partir du 31 mai 2007,

- EDF représenté par M. Olivier Paquier,
- M. Jean-François Astolfi,
- M. Jean-Louis Mathias ;
- 3 nommés par le Groupe Mouratoglou :
- M. Pâris Mouratoglou, Président du Conseil,
- Société Internationale d'Investissements Financiers représentée par Mme Catherine Mouratoglou,
- M. Jean Thomazeau ;

(1) Paru le 22 janvier 2007.

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Gouvernement d'entreprise

- 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 - Président du Conseil d'administration de Dexia SA - nommé sur proposition du Groupe Mouratoglou.

Fonctionnement du Conseil d'administration

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 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⁾.

Missions et pouvoirs du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration dispose de tous 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.

Les décisions du Conseil d'administration sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi. Par exception et conformément à l'article 15 des statuts, 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 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 2009 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.

Le Président du Conseil d'administration n'a pas de voix prépondérante.

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 dans cette tâche par M. Yvon André en qualité de Directeur Général délégué (Europe) et M. Christophe Geffray en qualité de Directeur Général délégué (Industrie).

Contrôle et évaluation du fonctionnement du Conseil d'administration

Le Conseil d'administration s'est réuni 12 fois en 2007 notamment le 8 mars 2007 pour l'examen et l'arrêté des comptes consolidés et du rapport de gestion de l'exercice clos le 31 décembre 2006, le 12 septembre 2007 pour l'approbation du rapport financier semestriel et le 24 octobre 2007 pour l'approbation du budget 2008.

Le taux de participation des administrateurs aux Conseils est de 81.5 % pour l'année 2007.

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 2007, 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 9 janvier 2008 témoignent d'un niveau satisfaisant en matière de fonctionnement du Conseil d'administration et de ses Comités.

(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.

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Gouvernement d'entreprise

1.2. MISSIONS ET FONCTIONNEMENT DES COMITÉS DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Lors de sa séance du 26 janvier 2007, le Conseil d'administration a décidé de regrouper les Comités des nominations et des rémunérations. Le Conseil d'administration a ainsi été assisté au cours de l'exercice 2007 de trois comités techniques :

- un Comité d'audit ;
- 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.

Comité d'audit

Le Comité d'audit est composé de M. Élie Cohen, Président et administrateur indépendant, M. Jean Thomazeau et M. Olivier Paquier représentant permanent d'EDF.

La mission principale du Comité d'audit 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 et de l'information délivrée aux actionnaires et au marché.

Au cours de l'exercice 2007 le Comité d'audit s'est réuni à trois reprises les 5 mars 2007, 6 septembre 2007 et 10 octobre 2007 pour notamment examiner :

- les comptes sociaux et consolidés du groupe pour l'exercice 2006 ;
- le rapport financier semestriel (30 juin 2007) ;
- la situation financière et de trésorerie du Groupe ;
- la politique de gestion des risques ; et
- la relecture du rapport 2006 du Président.

Comité des nominations et des rémunérations

Le Comité des nominations et des rémunérations est composé de M. Pierre Richard, Président et administrateur indépendant, M. Jean-Pierre Benqué représentant permanent d'EDEV (à compter du 31 mai 2007) et M. Pâris Mouratoglou.

Le Conseil lors de ses séances du 25 avril 2007 et du 12 septembre 2007 a décidé d'élargir les missions du Comité des nominations et des rémunérations à l'émission d'avis sur les propositions de

la Direction générale en matière de rémunérations des cadres dirigeants et d'élever le seuil de rémunération faisant l'objet d'un avis du Comité.

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, Directeurs 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 2007, le Comité s'est réuni quatre fois et a principalement examiné les sujets suivants :

- la rémunération fixe et variable des mandataires sociaux ;
- la rémunération du Président du Conseil ;
- les clefs de répartition des jetons de présence aux administrateurs ;
- la mise en place de système de fidélisation des salariés au niveau mondial et notamment d'un plan d'attribution d'actions gratuites.

Dans le cadre de sa mission, il a fait appel à un consultant extérieur pour procéder à une analyse des rémunérations des fonctions clés du Groupe en France en ce compris le Directeur Général et les Directeurs généraux délégués.

Le Comité de la stratégie

Le Comité de la stratégie est composé de cinq membres M. Élie Cohen Président et administrateur indépendant, M. Jean-Pierre Benqué représentant permanent d'EDEV, M. Jean-Louis Mathias, 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 2007, le Comité s'est réuni deux fois et a examiné les principaux sujets suivants :

- la filière solaire photovoltaïque ;
- les critères d'investissement du groupe ; et
- les biocarburants.

1.3. ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

Comité de Direction et Comité de Direction Élargi

Le Directeur Général a constitué un Comité de Direction composé de 4 membres représentant les différents métiers et zones géographiques du Groupe, selon un découpage des responsabilités figurant dans l'organigramme joint en annexe. Le Comité étudie notamment les questions et les décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

Au 31 décembre 2007, le Comité est constitué de :

- M. David Corchia, Directeur Général ;
- M. Yvon André, Directeur Général Délégué (Europe) ;
- M. Christophe Geffray, Directeur Général délégué (Industrie) ;
- M. Philippe Cruzat, Directeur Financier.

En outre, le Directeur Général a mis en place en septembre 2007 un Comité de Direction Élargi bimensuel constitué des membres du Comité de Direction et des 8 Directeurs métiers et fonctionnels. Ce Comité étudie la mise en œuvre opérationnelle des questions et des décisions relatives à la stratégie et aux investissements du Groupe.

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. Le 25 avril 2007, le Conseil d'administration a décidé d'augmenter les pouvoirs propres du Directeur Général et de modifier en conséquence le règlement intérieur du Conseil.

L'article 9.1 du règlement intérieur indique désormais 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 ;
 - 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 ;

- 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 § (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 Comité des engagements de la Société est actuellement composé de M. Pâris Mouratoglou et M. Jean-Pierre Benqué.

Rapport 2007 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

1.4. PRINCIPES ET RÈGLES DE DÉTERMINATION DES RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES ACCORDÉS AUX MANDATAIRES SOCIAUX

Jetons de présence

Le Conseil d'administration lors de sa séance du 8 mars 2007 a décidé de retenir les principes suivants pour la répartition annuelle des jetons de présence aux seuls administrateurs indépendants, dans la limite du montant accordé par l'assemblée :

- un montant fixe forfaitaire annuel de 10 000 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 30 000 euros pour le montant total de la rémunération à percevoir au titre de chaque exercice pour chacun des administrateurs indépendants.

De plus, de façon exceptionnelle, afin de rétribuer le travail d'investissement à fournir dans le cadre de leur prise de fonction, le Conseil d'administration a décidé d'attribuer un montant exceptionnel de 15 000 euros à chacun des administrateurs indépendants.

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 de la Société sont déterminés par le Conseil sur proposition du Comité des rémunérations et des nominations.

La part variable des rémunérations est déterminée de façon discrétionnaire en fonction de la performance individuelle du mandataire considéré pour l'exercice écoulé. Elle est attribuée en début d'année en référence à l'exercice précédent.

L'attribution d'actions gratuites au Directeur Général et aux Directeurs généraux délégués est soumise à une condition de présence ainsi qu'au respect de conditions de performance du Groupe.

2. Le contrôle interne d'EDF Energies Nouvelles

2.1. ENVIRONNEMENT DE CONTRÔLE

Définition et objectif du contrôle interne

Le contrôle interne du Groupe, basé sur le référentiel « COSO » (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission), est un processus placé sous le contrôle du Conseil d'administration et du Comité d'audit. Il est destiné à fournir une assurance raisonnable quant à la réalisation des objectifs suivants : la fiabilité des informations financières, la conformité aux lois et aux réglementations en vigueur, la réalisation et l'optimisation des opérations.

Politique de contrôle interne

EDF Energies Nouvelles s'est doté en juillet 2006 d'un dispositif de contrôle interne basé sur le référentiel COSO. Ce dispositif est décrit dans un document de politique de contrôle interne du Groupe diffusé aux différents responsables du contrôle interne.

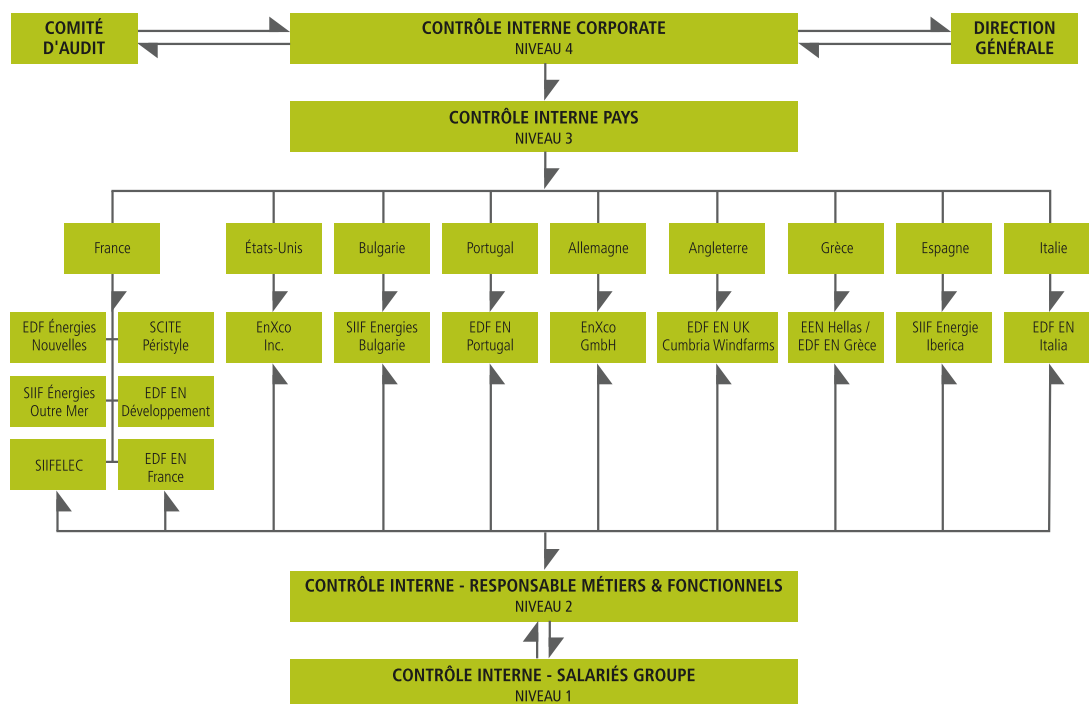
L'année 2006 fut marquée par l'élaboration du premier Rapport du Président du Conseil d'administration comportant notamment une description du dispositif à fin 2006 ainsi que la description de son dispositif cible à fin 2007.

En 2007, la Société a procédé à l'auto-évaluation de son dispositif de contrôle interne selon un guide prenant en compte les recommandations de l'AMF et construit sur la base des chapitres du COSO. Cette auto-évaluation sera reconduite chaque année.

Organisation du contrôle interne

Le contrôle interne est rattaché au Directeur Général du Groupe et s'appuie pour les sociétés françaises sur des responsables métiers et fonctionnels et pour les filiales étrangères contrôlées et significatives sur des relais locaux qui ont la responsabilité de mettre en œuvre les politiques, normes et procédures définies par la Direction générale du Groupe.

Comme précisé dans le référentiel « COSO », le dispositif de contrôle interne implique l'ensemble des salariés de l'entreprise et est organisé de la manière suivante :



- 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.

2.2. LES ACTEURS DU CONTRÔLE INTERNE

Organes de Direction

La Direction générale est l'organe majeur de pilotage du Groupe en matière de contrôle interne : elle en détermine les grandes orientations et veille à la mise en œuvre des principes, normes et procédures de contrôle interne.

L'organisation internationale

EDF Energies Nouvelles est un Groupe à dimension internationale implanté dans neuf pays européens et aux États-Unis ; cette implantation internationale nécessite des compétences locales de haut niveau mais aussi un bon niveau de contrôle de la maison mère.

Le Groupe est organisé en directions géographiques dans lesquelles opèrent plusieurs Sociétés filiales.

Dans chaque pays significatif se trouve une société de développement dirigée par le directeur du pays considéré. Le Conseil

d'administration des principales filiales du Groupe comprend des dirigeants d'EDF Energies Nouvelles.

Les directions pays significatives sont des centres de profit avec des moyens autonomes (ex : directions technique et financière propres).

Les Responsables financiers des pays (États-Unis, Portugal, Grèce, Royaume-Uni, Italie et autres zones) rendent compte fonctionnellement au Directeur Financier du Groupe.

Ils sont responsables 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.

La Direction générale veille à la diffusion des meilleures pratiques dans tous les pays et à une unité du contrôle interne en les intégrant notamment à des Comités trimestriels des Directions Europe et Industrie.

Rapport 2007 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 Direction Finances & Controlling

La Direction Finances & Controlling recouvre les fonctions : contrôle financier, comptabilité, consolidation, trésorerie & financements, fiscalité, relations investisseurs et systèmes d'information.

Depuis 2006, le contrôle financier Groupe, la comptabilité et la consolidation sont placés sous la responsabilité du Group Controller. Ces fonctions ont évolué d'une organisation fonctionnelle à une organisation par zones géographiques. Cela permet de faciliter le suivi opérationnel et d'améliorer ainsi le processus décisionnel. Le contrôle financier Groupe s'inscrit dans un rôle de contrôle et d'anticipation des risques.

Trois personnes supplémentaires ont été recrutées pour renforcer la fonction consolidation :

- la première pour définir la doctrine comptable du Groupe pour anticiper et valider le traitement comptable des montages contractuels, établir le manuel des procédures de consolidation Groupe, en assurer la correcte application, et prendre en charge le traitement en normes IFRS des spécificités opérationnelles du Groupe ;
- la deuxième est un consolideur senior ;
- la troisième est un administrateur du logiciel de consolidation Magnitude afin de prendre en charge l'évolution de l'outil.

De plus, la Grèce a renforcé ses équipes de consolidation.

Cette démarche de décentralisation du processus de consolidation vers les zones géographiques se poursuivra en 2008 avec notamment le renforcement des compétences locales aux États-Unis et en Italie et la mise en place de paliers de consolidation.

Une Direction Financière France a été créée en juillet 2007, au sein de laquelle le Directeur Financier France a pris en charge, en sus de ses responsabilités comptables, le contrôle financier France ainsi que le déploiement du contrôle interne de la zone. Un réviseur comptable a été recruté afin d'internaliser, au sein de la Direction Finance France, une compétence consolidation pour améliorer la qualité des liasses de consolidation remontées au service consolidation.

En Italie, une fonction financière a été créée et placée sous la responsabilité d'un Directeur Financier Pays.

La fonction Trésorerie & Financements Groupe

Dans le cadre de la gestion des risques financiers et de l'optimisation de la performance financière, en 2007, la fonction Trésorerie & Financements Groupe a été renforcée par le recrutement d'un Responsable Groupe.

Ses principales missions sont de veiller à la mobilisation à moindre coût de la ressource financière du Groupe afin de financer sa croissance, de gérer la relation bancaire, de traiter au plan international des problématiques liées à la gestion de la trésorerie centralisée (cash pooling, placement des excédents bloqués dans les sociétés portant les projets), et de vérifier la cohérence et l'optimisation des financements de projets et des couvertures de risque (taux d'intérêt et de change essentiellement).

En complément des actions menées courant 2006 (telles que la renégociation et la centralisation des lignes de financement au niveau corporate ainsi que la mise en place d'une politique de

couverture des risques de change), le service a diffusé des règles en matière de trésorerie et de financements et s'assure du traitement adéquat des instruments financiers dans le respect des normes IAS 32 et 39.

Le Responsable Trésorerie & Financements Groupe a poursuivi la mise en œuvre de la politique de gestion des risques de change du Groupe et valide systématiquement les couvertures des risques de taux après avoir vérifié leur adéquation sur le marché.

Par ailleurs, le progiciel de trésorerie XRT, destiné à être généralisé dans le Groupe, a été déployé en France permettant ainsi la centralisation des informations d'origine bancaire et l'optimisation des opérations de trésorerie suivant les seuils de paiements prévus par les délégations de pouvoirs.

La fonction Fiscalité Groupe

Fin 2006, dans le cadre de la gestion des risques financiers et de l'optimisation de la performance financière, la Société a créé la fonction Fiscalité Groupe par le recrutement d'un Responsable Fiscalité Groupe, assisté d'un fiscaliste, qui a notamment pour mission de s'assurer et de garantir que le Groupe remplit l'ensemble de ses obligations en matière fiscale.

Le Responsable Fiscalité conseille la Direction générale du Groupe, ses chefs de projet ainsi que les Directions Financières Pays afin d'assurer la sécurité et l'optimisation fiscale des opérations nationales et internationales. Son action permet d'améliorer le processus d'arrêté des comptes et des résultats.

Il a, entre autres, la responsabilité de valider les structures juridiques, d'organiser la fonction fiscale au sein du Groupe et de mettre en place un corpus de procédures fiscales Groupe. Une politique de management fees applicables aux filiales du Groupe a notamment été mise en application en 2007.

Par ailleurs, le Responsable Fiscalité Groupe a mené, avec l'appui d'un cabinet externe, un audit de conformité du Système d'Information comptable et financier des entités françaises du Groupe, au regard des normes exigées par la Direction générale des Impôts.

La fonction Relations Investisseurs

Créée mi 2006 puis renforcée en 2007, la fonction relations investisseurs a notamment pour mission de piloter la communication institutionnelle externe et d'assurer la cohérence des messages diffusés pour le Groupe. Son action s'inscrit dans le respect des lois et règlements applicables aux sociétés cotées, notamment en matière d'obligations d'information du marché financier.

Les Ressources Humaines

Afin de répondre aux besoins croissants du Groupe en matière de gestion des ressources humaines, la fonction a été renforcée par un recrutement en août 2007. Les Ressources Humaines ont notamment la responsabilité des dossiers relatifs au recrutement, à la gestion des carrières, à la formation professionnelle, à la gestion des institutions représentatives du personnel ainsi que toutes les missions classiques rattachées à cette fonction.

L'année 2007 a été marquée par la mise en place d'un système de fidélisation des collaborateurs clés par le biais notamment de la

définition d'une politique de rémunération variable. La réflexion autour de cette politique a été notamment alimentée par la réalisation d'études de benchmark et la création de fiches de poste pour les principales fonctions de l'entreprise en France.

Pour assurer, de manière indépendante et adaptée au contexte local, une gestion des ressources humaines, la filiale américaine enXco avait mis en place une fonction de gestion des ressources humaines. Trois personnes sont actuellement dédiées à la gestion des ressources humaines aux États-Unis.

La Direction Juridique Corporate

La Direction Juridique Corporate veille à la sécurité juridique des Sociétés du Groupe par l'analyse des engagements souscrits et les conseils prodigués à la Direction générale.

La Direction Juridique Corporate s'est renforcée par l'arrivée de deux juristes, la première spécialisée en droit des Sociétés cotées, le second spécialisé en droit des assurances.

Les Systèmes d'Information

Les principales missions du pôle SI sont l'organisation générale et l'orientation de la fonction informatique. Il coordonne également les activités avec les différents prestataires informatiques, la gestion et la mise en œuvre des projets SI.

Le pôle Systèmes d'Information a poursuivi ses actions de remise aux normes des réseaux et des serveurs et de renforcement de la sécurisation du Système d'Information par la migration vers une nouvelle plate-forme permettant une gestion centralisée et sécurisée des services et des applications métiers.

La fonction responsable de l'environnement

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, la fonction responsable de l'environnement, rattachée à la Direction de l'Industrie, a évolué vers une fonction plus globale de responsable environnement qualité.

Dans le cadre de ses missions relatives à l'environnement, il anime la démarche ISO 14001 concernant l'éolien terrestre en France. Le responsable environnement et qualité assure aussi 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.

Pour les missions qui lui sont confiées dans le domaine ayant trait à la sécurité, il est référent pour la Direction Industrie sur les questions relatives à l'hygiène, la sécurité et les conditions de travail du personnel.

Il est l'interlocuteur pour ce qui concerne la gestion des situations d'urgence ou de crise en cas d'incident sur un parc éolien en France. Il est également en charge de la rédaction d'une politique générale de gestion de crise qui sera finalisée avec la mise en place du projet Exploitation - Maintenance Europe en 2008.

En 2007 un numéro de téléphone d'astreinte a été mis en place. Il permet aux exploitants des actifs de production en France de prévenir, à tout moment, EDF Energies Nouvelles en cas d'incidents pouvant impacter la sécurité des installations et des personnes.

2.3. CONTRÔLES EXTERNES

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, en Espagne et en Italie. Les mandats pour les autres pays sont confiés à des Commissaires aux comptes locaux.

Le collège des Commissaires aux comptes émet un rapport sur le présent document.

Groupe EDF

En tant que filiale du Groupe EDF, EDF Energies Nouvelles est régulièrement contrôlée par la fonction Audit du Groupe EDF. Celle-ci est constituée par l'ensemble des moyens de contrôle du Groupe EDF exerçant une activité d'audit interne.

Depuis son introduction en bourse, il est à noter que le Groupe est également soumis au contrôle de l'Autorité des Marchés Financiers.

2.4. DÉMARCHES ÉTHIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

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 interculturelité.

La démarche éthique et déontologique est systématiquement mentionnée dans l'ensemble des contrats conclus avec les fournisseurs et sous-traitants.

EDF Energies Nouvelles se réserve le droit d'auditer les fournisseurs et les sous-traitants pour s'assurer que les lois et les règlements en vigueur, particulièrement en termes de respect du droit du travail et de l'environnement, sont respectés.

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations

Démarche environnementale

La politique de management environnemental du Groupe lui a permis de recevoir en 2005 la certification ISO 14001 - maintenue en 2007 - pour ses activités de développement, de construction et production d'énergie éolienne terrestre en France.

Cette certification, obtenue à l'issue d'un audit effectué par un organisme agréé indépendant, 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.

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.

3. Procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations

3.1. RECENSEMENT ET GESTION DES RISQUES

Afin de maîtriser les risques résultant de l'activité et ceux liés à l'atteinte des objectifs du Groupe et de l'évolution de l'entreprise, EDF Energies Nouvelles a établi une cartographie des risques suivant la méthodologie définie par le Groupe EDF. Ainsi les risques majeurs ont été identifiés et font l'objet d'un plan d'actions de mise sous contrôle. Ils sont évalués par rapport à leur impact éventuel sur la Société, leur probabilité d'occurrence et leur niveau de contrôle.

La Direction générale désigne des responsables de risques garants de la pertinence et de l'efficacité des actions de maîtrise des risques. Ces responsables travaillent conjointement avec le contrôleur interne pour établir une nouvelle cartographie des

risques inhérents à leurs activités, hiérarchiser le risque et définir un plan d'actions.

Les plans d'actions sont actualisés chaque semestre et validés par la Direction générale. Les principaux risques identifiés pour le Groupe EDF Energies Nouvelles sont reportés semestriellement à la Direction Contrôle des Risques Groupe d'EDF afin d'être intégrés à la cartographie des risques du Groupe EDF.

Une synthèse décrivant l'organisation et les résultats de la gestion des risques du Groupe EDF EN a été présentée au Comité d'audit d'octobre 2007.

3.2. PROCÉDURES DE CONTRÔLE SPÉCIFIQUES

Afin d'atteindre les objectifs que le Groupe s'est fixé, des procédures de contrôle ont été mises en place. Elles visent à optimiser les opérations liées à son activité et à sécuriser autant que de possible les différents processus.

Maîtrise du risque lié à la dépendance fournisseurs et à la disponibilité des équipements et des matières premières : mise en place d'accords cadres et de partenariats

Les activités du Groupe nécessitent la livraison et le montage de nombreux équipements techniques, tels que des turbines ou des mâts de mesure pour les éoliennes, que seul un nombre limité

de fournisseurs peut livrer au Groupe. Les achats de turbines représentent plus des deux tiers des investissements du Groupe et sont effectués principalement auprès de quatre fournisseurs.

Dans le domaine de l'éolien, le Groupe a négocié des accords cadre avec les principaux fournisseurs afin de sécuriser l'approvisionnement en turbines et en mâts de mesure. Par ailleurs, le Groupe a renégocié des contrats d'exploitation maintenance avec les principaux exploitants.

Le Groupe entend poursuivre sa stratégie de relation long terme avec les turbiniers.

Dans le cadre de ses activités futures dans les filières biomasse et photovoltaïque, le Groupe s'efforce de sécuriser ses

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Procédures de contrôle interne relatives à la réalisation et l'optimisation des opérations

approvisionnements en équipement et en matières premières, tout en veillant à réduire ses coûts de production.

Dans le domaine de la biomasse, les principaux risques identifiés sont limités par la création d'unités de petite taille à proximité des sources d'approvisionnement et le développement de partenariats avec des ingénieristes réputés.

Dans le domaine du photovoltaïque, la stratégie du Groupe est de diversifier son portefeuille de technologies et d'équilibrer sa stratégie d'approvisionnement (achats spot, contrats à moyen et long terme, partenariats stratégiques et prises de participation sélectives).

Maîtrise des risques liés aux achats métiers : mise en place d'une politique achats métier

Au sein de la Direction Industrie, la Direction Ingénierie a élaboré une politique décrivant le processus à suivre en matière d'achats dans le cadre de la construction et de l'exploitation industrielle des fermes éoliennes ainsi que des centrales thermique, hydraulique et biomasse.

Cette politique, qui reprend les grands principes de sélection équitable des fournisseurs, a notamment pour objectif de s'assurer que la meilleure offre est retenue dans l'intérêt du Groupe et de ses clients.

Le déploiement de cette procédure dans les filiales de la zone Europe s'est poursuivi en 2007.

Maîtrise des risques liés à la gestion des projets : mise en place de procédures de contrôle

Le contexte de croissance et de développement du Groupe (taille des parcs, contrats cadre de fourniture de turbines, délais d'approvisionnement, etc.) conduit à modifier la stratégie de réalisation des parcs éoliens en France, en évoluant du mode « clés en main » à un mode de réalisation par lots. Ce changement de stratégie requiert une définition plus précise des paramètres des projets en phase amont du développement afin de limiter les risques de dérapage des coûts d'investissement et de mieux gérer la complexité des tâches relatives à la gestion des différents lots : études vent, sol, acoustique, raccordement électrique, terrassements, génie civil, etc.

A ce titre, un dispositif d'interface entre les directions concernées a été constitué pour mieux maîtriser les risques liés à la gestion de projet. De plus, une procédure « clôture d'une affaire » a été mise en œuvre en 2007 afin d'établir un bilan de la réalisation et de capitaliser sur un retour d'expérience formalisé.

L'année 2008 sera consacrée à la transposition de ces procédures et bonnes pratiques au Royaume-Uni, en Italie, en Grèce et au Portugal.

Maîtrise des risques de liquidité : mise en place de politiques de contrôle

Risque de liquidité lié au financement de projets

Le modèle de croissance du Groupe consiste à développer et à financer des projets de centrales de production d'électricité. La

politique de la Société est de mettre en place pour chaque projet les financements individuels nécessaires, tant sous forme de dettes que de fonds propres afin de les mener à bien.

Risque de liquidité lié aux activités courantes

Au 31 décembre 2007, le Groupe dispose de sept lignes de crédit moyen terme ayant pour échéance la période 2012-2013. Ces lignes sont non amortissables et remboursables in fine. D'un montant total de 350 millions d'euros, elles sont confirmées par les établissements financiers avec lesquels elles ont été conclues à des conditions fixées et irrévocables.

Le Groupe dispose également de lignes de découvert qui, par définition, ne sont pas garanties (hors délai légal de rétractation des banques).

Depuis début 2007, la Société a contracté des lignes de crédit « Back to Back » qui complètent le dispositif de financement déjà établi. Elles sont conclues pour un an et renouvelables une fois.

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.

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 au troisième trimestre 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 de l'ensemble des clauses et principes définis par le Groupe, notamment au titre de la charte éthique.

La Direction Juridique Corporate tient à jour et présente régulièrement au Comité d'audit, les fiches descriptives relatives aux nouveaux contrats.

Par ailleurs, en 2007, la Direction générale a renforcé le dispositif de contrôle lié à toute contractualisation par la diffusion d'une note relative au processus de contractualisation. Cette note précise notamment qu'aucun contrat ne pourra être signé sans avoir été préalablement validé par la Direction Juridique Corporate et la Direction Finances & Controlling.

Cette procédure doit encore être renforcée par la tenue d'un chrono des contrats par la Direction Juridique Corporate.

Maîtrise des risques liés à la relation fournisseurs : mise en place d'une politique générale achats tertiaires

Des actions ont été menées depuis 2005 afin d'optimiser les coûts, réduire le nombre de fournisseurs et mettre sous contrôle le processus d'achats tertiaires.

Une compilation de l'ensemble des procédures d'achats tertiaires est actualisée annuellement et diffusée pour la France.

Cette politique sert de cadre de référence pour les principales filiales et a fait l'objet d'adaptations locales courant 2007 comme par exemple l'actualisation de la politique « Travel & Expenses » pour la filiale américaine enXco en avril 2007.

Ces adaptations se poursuivront en 2008.

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières

Maîtrise des risques liés à la non-conformité aux règles de séparation des pouvoirs : mise en place de délégations de pouvoirs

Afin de se conformer aux règles de séparation des pouvoirs et de contrôle, des politiques de délégation et subdélégation délimitant les différents niveaux d'approbation selon le type d'engagement ont été diffusées en 2006 pour les sociétés françaises et américaines du Groupe.

En 2007, le déploiement et l'adaptation à certaines filiales des procédures de délégation de pouvoirs d'engagement, de délégation de pouvoirs bancaires et de traitement des factures fournisseurs se sont poursuivis.

Ces délégations sont actualisées en fonction des changements organisationnels et certaines font l'objet de validation par les Conseils d'administration des filiales du Groupe.

Maîtrise du risque lié à l'organisation filiales : mise en place d'une politique de choix des administrateurs

La cartographie de la composition des Conseils d'administration réalisée en 2006 afin de définir une politique de choix des administrateurs pour les filiales du Groupe a permis d'engager en 2007 la réorganisation des Conseils d'administration des principales filiales en y intégrant le Directeur Financier pour les holdings pays et les Responsables financiers pays pour les filiales placées sous ces holdings.

Ainsi, ces Conseils d'administration pourront porter plus efficacement la politique Groupe en matière de contrôle interne sous tous ses aspects aussi bien « business », que gestion et finances.

Cette réorganisation sera finalisée en 2008.

4. Procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières

4.1. PRINCIPALES AMÉLIORATIONS DE CONTRÔLE INTERNE RELATIVES À LA FIABILITÉ DES INFORMATIONS FINANCIÈRES

L'introduction en bourse en novembre 2006 a eu notamment pour conséquence de soumettre la Société à des obligations légales et des règles nouvelles. Le Groupe se doit désormais de produire des états financiers dans des délais imposés ainsi que de définir et d'atteindre les objectifs communiqués au marché. La première publication des comptes du Groupe en normes IFRS est intervenue au 30 juin 2006 et a été l'occasion de définir un certain nombre de normes comptables communes au Groupe.

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 dans 10 pays, EDF Energies Nouvelles a consolidé, en 2007, 152 Sociétés intégrées globalement, 39 Sociétés intégrées proportionnellement et 9 Sociétés mises en équivalence.

Le Controlling Group s'est aussi 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.

Le contrôle du respect des procédures et des politiques comptables Groupe (immobilisations, amortissements, activation des frais de développement de projets), leur renforcement ainsi que la mise en œuvre de nouvelles règles demeurent les préoccupations majeures de la Direction Finances & Controlling.

Afin d'assurer la maîtrise des informations comptables et financières, les délais et la qualité de production, la Direction Finances & Controlling poursuit sa réorganisation ainsi que la mise

en œuvre d'actions visant à renforcer les processus qui concourent à l'élaboration de l'information comptable et financière.

Rappel des actions menées en 2006 :

- le Groupe a choisi le progiciel de consolidation Magnitude (Cartesis) de manière à regrouper dans le même outil les comptes consolidés statutaires ainsi que les prévisions et le reporting consolidés ;
- les comptes statutaires ont été consolidés pour la première fois dans Magnitude en juin 2006. Par ailleurs, le budget mensualisé 2007 ainsi que le plan à moyen terme du groupe 2008-2009 ont été consolidés dans Magnitude en septembre 2006 pour disposer d'un suivi mensuel dès janvier 2007 ;
- les équipes du Controlling Group se sont renforcées de manière à permettre un suivi financier par zone géographique. Ainsi chaque contrôleur financier a en charge le suivi financier complet d'une ou plusieurs zones géographiques. Ce suivi comprend, en outre, la validation des prévisions budgétaires et du reporting mensuel, le suivi des engagements hors bilan, la validation des dossiers d'investissement et les travaux d'assistance lors des clôtures comptables (suivi des engagements hors bilan, analyses contractuelles...) ;
- le sous-palier de consolidation enXco aux États-Unis, suivi précédemment par la holding EDEV, a été intégré dans le cycle de gestion du Groupe ;
- pour suivre et traiter les engagements hors bilan, une action de recensement systématique a été menée à la demande du Conseil

Annexe 1

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Procédures de contrôle interne relatives à la fiabilité des informations financières

d'administration. Les informations sont intégrées dans une base Access. Par ailleurs, afin de sensibiliser les Responsables zones/métiers à l'importance de ces engagements, il leur est demandé de fournir à l'appui des informations remontées une « lettre d'affirmation ».

En 2007, la Direction Finances & Controlling a mené les actions suivantes :

➤ poursuite du renforcement et de la réorganisation de la Direction Finances & Controlling ;

- implantation de Magnitude aux États-Unis au 1^{er} semestre : le sous palier US a produit pour la première fois ses comptes consolidés dans Magnitude à l'occasion de la clôture semestrielle 2007 ;
- implantation de Magnitude en Grèce au 2^e semestre ;
- poursuite de la simplification de l'organigramme financier ;
- décentralisation d'un certain nombre de processus de consolidation vers les zones géographiques (activation des frais de développement, des frais financiers...);
- établissement du manuel des procédures de consolidation et de gestion du Groupe.

4.2. COMMUNICATION DES INFORMATIONS FINANCIÈRES

Une politique est en cours d'élaboration afin de formaliser les principes de communication et de validation de l'information financière du Groupe EDF Energies Nouvelles.

Cette politique de communication financière 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.

Toute information financière communiquée doit être validée par le Directeur Général et le Directeur Financier et être envoyée préalablement à sa communication aux administrateurs de la Société.

4.3. OBJECTIFS 2008

En 2008, l'objectif est de faire évoluer la Direction Finances & Controlling vers une dimension corporate axée sur la synthèse (gestion et consolidation), la doctrine, le suivi des investissements et des affaires nouvelles.

Pour y parvenir, les principales actions devant être menées en 2008 seront notamment de :

- déployer le logiciel Magnitude dans les zones géographiques nouvelles dans le cas d'acquisitions ;
- créer les paliers de consolidation : UK - Portugal (2008) - Italie (2009) ;

- renforcer les équipes consolidation en Italie et aux États-Unis ;
- continuer la décentralisation du processus de consolidation dans les zones géographiques ;
- mettre à jour le manuel de procédures de consolidation Groupe et manuel de procédures du cycle de gestion Groupe ;
- améliorer le pilotage des quatre reprévisions et du budget ;
- poursuivre la simplification de l'organigramme financier.

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et réglementations en vigueur

5. Procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et réglementations en vigueur

5.1. RESPECT DES LOIS ET DES RÉGLEMENTATIONS

EDF 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. Une juriste spécialisée dans le Droit des Sociétés a été recrutée pour répondre aux obligations relatives aux entreprises cotées.

5.2. PROCÉDURES DE CONTRÔLE RELATIVES AUX CONTRATS

La Direction Juridique Corporate, qui a pour mission principale de s'assurer que l'ensemble des lois et règlements en vigueur applicables au niveau « Corporate » ou « Business » est respecté, a mis en place, en lien avec le contrôle interne du Groupe, une procédure structurante diffusée en juillet 2006 permettant de valider les principales clauses à insérer dans tous les contrats conclus avec les partenaires du Groupe (prestataires, apporteurs d'affaires, sous-traitants,...).

La Direction Juridique Corporate est systématiquement associée à tout processus de contractualisation majeur et a poursuivi, en 2007, le renforcement de sa politique de gestion des risques en diffusant notamment, en mai 2007, une note relative au processus de contractualisation.

5.3. PROCÉDURES DE CONTRÔLE RELATIVES A 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.

Afin de faciliter le respect des recommandations émises par les autorités boursières sur les opérations d'initiés, un Comité d'examen des transactions composé du Directeur Général, du Directeur Financier et du Directeur Juridique Corporate a été mis en place.

6. Dynamique d'évolution

EDF Energies Nouvelles poursuit un rythme de croissance soutenu. Afin de maîtriser ce développement, EDF Energies Nouvelles a le souci permanent de contrôler les risques associés à sa croissance. Le Groupe continuera à faire progresser l'environnement de contrôle, notamment par la mise en place et la transposition de procédures de contrôle interne aux nouvelles entités et aux nouvelles activités ainsi que par l'auto-évaluation de celles qui existent.

Les actions principales pour 2008 seront notamment :

- le déploiement progressif de procédures administratives, de gouvernance et techniques à l'ensemble des filiales du Groupe ;
- la formalisation de politiques Ressources Humaines ;
- la diffusion d'une charte informatique et la mise en place d'un Intranet Groupe ;

Annexe 1

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Procédures de contrôle interne relatives à la conformité aux lois et réglementations en vigueur

- la poursuite du renforcement du contrôle de la fiabilité des informations financières émanant des filiales et du contrôle de leur communication au marché ;
- le renforcement du dispositif de la gestion des risques avec une attention particulière portée au suivi des risques de contrepartie ;
- le déploiement du projet Exploitation & Maintenance Europe, à l'instar des États-Unis, qui comprendra un dispositif de gestion de crise, une formalisation de la politique de sécurité et d'habilitations ainsi que la formalisation d'une veille réglementaire pour les activités éoliennes et photovoltaïques ;
- la poursuite de la stratégie de sécurisation de l'approvisionnement en équipements et en matières premières ;
- le renforcement du respect des valeurs du Groupe auprès de nos partenaires et de nos fournisseurs.

La Direction générale apportera tout son soutien à cette démarche dont EDF Energies Nouvelles reconnaît l'importance pour son développement.

Ce rapport a été examiné par la Direction générale, le Comité d'audit et le Conseil d'administration et a fait l'objet d'échanges avec les Commissaires aux comptes pour ce qui concerne les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration des informations financières.

Paris La Défense, le 19 mars 2008

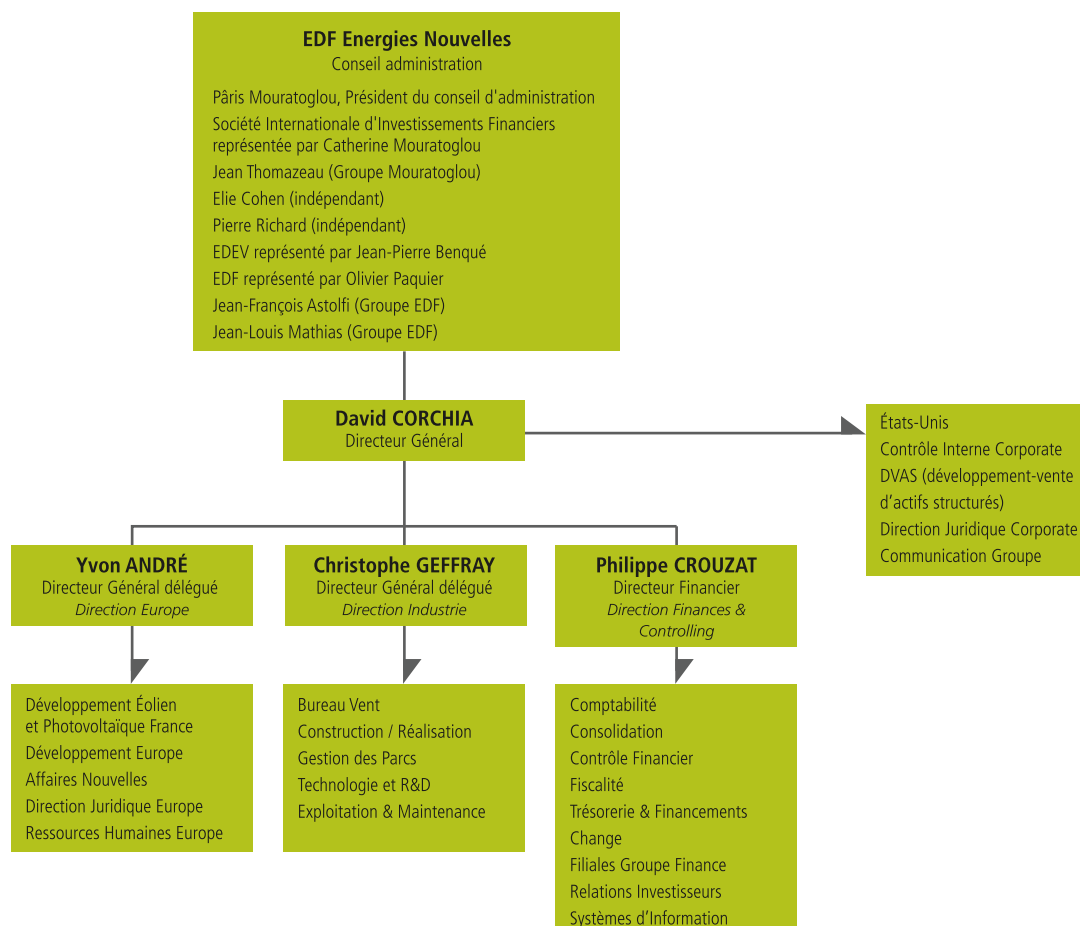
Pâris Mouratoglou

Président du Conseil d'administration

Rapport 2007 du Président du Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles sur le gouvernement d'entreprise et les procédures de contrôle interne

Organigramme du Conseil d'administration et de la Direction générale

Organigramme du Conseil d'administration et de la Direction générale



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 S.A., 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 2007

« Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société EDF Energies Nouvelles S.A. et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le Président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007.

Il appartient au Président de rendre compte, dans son rapport, notamment des conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil d'administration et des procédures de contrôle interne mises en place au sein de la société. Il nous appartient de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Nous avons effectué nos travaux conformément à la norme d'exercice professionnel applicable en France. Celle-ci requiert la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations contenues dans le rapport du Président, concernant les procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du Président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du Président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du Président du Conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce. »

Paris La Défense et Paris, le 20 mars 2008

Les Commissaires aux comptes

KPMG Audit
Département de KPMG S.A.
Catherine Porta
Associée

Alain Martin & Associés

Alain Martin
Associé

Création graphique de la couverture : Agence Terre de Sienne
Création et réalisation :  **Labrador** 01 53 04 30 10



EDF Energies Nouvelles

Cœur Défense – Immeuble 1 – La Défense 4
90, esplanade du Général de Gaulle
92933 Paris – La Défense Cedex
Tél. : 01 40 90 23 00 - Fax : 01 40 90 22 81
www.edf-energies-nouvelles.com
SA au capital de 99 287 574,40 euros