



EDF Energies Nouvelles
 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

RAPPORT D'ACTIVITE DU GROUPE

COMPTES CONSOLIDES

PERIODE DU 01 JANVIER 2007 AU 30 JUIN 2007

Le Conseil d'administration d'EDF Energies Nouvelles, réuni le 12 septembre 2007 sous la présidence de M. Pâris Mouratoglou, a arrêté les comptes consolidés du Groupe pour le premier semestre 2007.

I) EVENEMENTS MARQUANTS DU PREMIER SEMESTRE 2007 :

Le premier semestre 2007 a vu une croissance significative des mises en construction de parcs éoliens, les mises en service de nouveaux parcs devant principalement intervenir au cours du deuxième semestre.

La capacité installée brute qui était de 1 036,7 MW au 31 décembre 2006, a augmenté de 151,6 MW, pour atteindre 1 188,3 MW au 30 juin 2007.

La capacité installée nette - quant à elle - qui était de 770,3 MW au 31 décembre 2006 a augmenté de 97,8 MW pour atteindre 868,2 MW au 30 juin 2007.

Parcs en exploitation		31/12/2006		30/06/2007		Variation	
		Brut	Net	Brut	Net	Brut	Net
EOLIEN	France	73,8	57,8	61,8	45,8	-12,0	-12,0
	Portugal	143,8	86,6	143,8	86,6	0,0	0,0
	Grèce	75,4	74,1	75,4	74,1	-0,1	0,0
	Italie	0,0	0,0	164,1	77,9	164,1	77,9
	UK	79,2	79,2	103,2	103,2	24,0	24,0
	Allemagne	3,0	3,0	3,0	3,0	0,0	0,0
	US	437,6	306,2	413,1	314,1	-24,5	7,9
TOTAL EOLIEN		812,8	606,9	964,4	704,7	151,6	97,8
TOTAL HYDRAULIQUE		128,4	101,4	128,4	101,4	0,0	0,0
TOTAL BIOMASSE		26,0	18,2	26,0	18,2	0,0	0,0
TOTAL COGE/THERMIQUE		69,5	43,8	69,5	43,8	0,0	0,0
TOTAL TOUTES FILIERES		1 036,7	770,3	1 188,3	868,2	151,6	97,8

Pour mémoire, les capacités installées nettes sont le produit des capacités brutes par le pourcentage de détention du groupe dans les sociétés portant les actifs d'exploitation. Les capacités brutes sont un indicateur de la capacité de développement du groupe, les capacités nettes un indicateur de mesure patrimonial (capacités détenues en propre).

- En Italie, le parc de Sant'Agata (72 MW bruts, 34,2 MW nets) a été mis en service en mars 2007. Par ailleurs, le groupe a acheté comme prévu les participations détenues par EDF et le groupe Mouratoglou dans les parcs italiens de Nurri (22,1 MW bruts, 10,5 MW nets) et Andretta (70 MW bruts, 33,2 MW nets), parcs, dont le développement avait été assuré par les équipes d'EDF Energies Nouvelles.
- Au Royaume-Uni, le parc de Red Tile (24 MW bruts et nets) a été mis en service en mars 2007.
- En France, le parc de Lou Paou (12 MW) a été cédé en mars 2007 dans le cadre des opérations de DVAS.
- Aux Etats-Unis, 30 % du parc de Tres Vaqueros ont été cédés, alors que le groupe portait sa participation de 30 à 100 % dans le parc de Patterson Pass, conduisant à une augmentation de 7,9 MW de la capacité nette.

Le rythme des mises en construction de parcs éoliens qui avait déjà progressé en 2006, s'accélère au premier semestre 2007. Les capacités brutes en construction qui étaient de 615,4 MW (401 MW nets) au 31 décembre 2006, passent à 1 199,4 MW (630 MW nets) au 30 juin 2007, soit une augmentation de 584 MW qui se décompose en :

- d'une part, 688 MW mis en construction au cours des six premiers mois de l'année (à comparer à 663 MW pour toute l'année 2006). Ils concernent le Portugal (Alto Minho et Arada pour 352 MW), les USA (Goodnoe et Pomeroy pour 217 MW), la France (Salles-Curan pour 87 MW) et l'Italie (Campidano pour 32 MW) ;
- d'autre part, 104 MW mis en service (96 MW relatifs à Sant'Agata en Italie et Red Tile au Royaume Uni et 8 MW de DVAS Kirf en Allemagne).

En Europe, les principaux autres faits marquants sont :

- La signature en février 2007 d'un protocole d'accord avec la société belge Alcofinance S.A. Ce protocole prévoit qu'à l'issue d'une augmentation de capital réservée d'environ 23 millions d'euros, EDF Energies Nouvelles détient 25 % d'une société nouvellement créée et rassemblant les activités de production et de distribution d'éthanol de la société belge Alcofinance, ainsi que 51 % dans un projet de construction d'une usine de bioéthanol de première génération à Gand (Belgique) bénéficiant de quotas de défiscalisation attribués par le gouvernement belge. Le protocole prévoit également la possibilité pour EDF Energies Nouvelles d'augmenter sa participation à 50 % dans les 24 mois, à des conditions fixées.
- Le renforcement des positions en Grèce par l'acquisition le 9 mars 2007 de 75 % de la société RETD qui développe des projets de parcs éoliens et de fermes solaires.
- La prise d'une participation complémentaire de 3,3 % dans la société espagnole de développement de fermes solaires, Fotosolar. La participation d'EDF Energies Nouvelles est désormais de 45,8 % du capital.

Aux Etats-Unis, les principaux faits marquants concernent :

- L'extension des accords d'approvisionnement avec GE en 2007 (75MW), ainsi qu'avec GE et REpower en 2008 (respectivement 201 MW et 150 MW), permettant de sécuriser 867 MW de turbines livrables en 2007 et 2008. Avec les 1 180 MW livrables en Europe sur la période 2007-2009, le groupe a ainsi sécurisé 2 047 MW.

- La signature d'un contrat avec PacifiCorp pour la livraison en 2007 d'un parc éolien de 94MW à Goodnoe (Etat de Washington), qui sera le premier parc avec des turbines REpower aux Etats-Unis.
- La signature d'un contrat avec Xcel Energy pour la livraison d'un parc de 100,5 MW dans le Minnesota en 2008.

II) EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE :

EDF Energies Nouvelles a conclu un protocole d'accord en mars 2007 avec la société belge Alcofinance. Ce protocole prévoyait qu'à l'issue d'une augmentation de capital réservée de 23 millions d'euros, EDF Energies Nouvelles détienne 25% d'un sous groupe nouvellement créé et rassemblant les activités de production et de distribution d'éthanol d'Alcofinance. Le protocole prévoyait également pour EDF Energies Nouvelles la possibilité d'augmenter sa participation à 50% dans les deux ans. Fin juillet 2007 une convention a été signée entre les parties. Elle reprend les conditions énoncées dans le protocole de mars 2007. Son application est conditionnée par le seul accord de la commission Européenne.

Le groupe a signé avec MidAmerican Energy Company un contrat d'exploitation maintenance de cinq ans, pour 339 turbines d'une capacité totale de 508 MW, qui par sa durée, sa taille et la qualité de sa contrepartie aura valeur de référence. Le groupe a également signé avec Cedar Creek Wind Energy LLC un contrat d'exploitation maintenance de cinq ans pour 53 turbines d'une capacité de 80 MW.

Il a signé également un contrat d'approvisionnement en modules photovoltaïques avec la société américaine First Solar. Dans un contexte où le sourcing en modules photovoltaïques est critique, ce contrat de 230 MWc - livrables progressivement de mi-2007 à fin 2012 - permet au groupe de sécuriser une partie des approvisionnements nécessaires à la réalisation de son plan de développement de centrales photovoltaïques pour compte propre et pour compte de tiers. La mise en œuvre de ce programme s'appuiera à la fois sur les équipes existantes pour l'éolien (France, Italie, Grèce), et sur la signature de nouveaux partenariats avec des développeurs locaux à l'instar de ce qui a déjà été fait avec Fotosolar en Espagne, PPT en France et RETD en Grèce.

L'extension de 75 MW du contrat de DVAS de Pomeroy a été également effectuée. Il passe de 123 à 198 MW, la livraison de l'ensemble devant intervenir au quatrième trimestre 2007.

III) COMPTES SEMESTRIELS :

Compte de résultat à fin juin 2007

Comptes consolidés (en millions d'euros)	Fin juin 2006	Fin juin 2007	Variation
Chiffre d'affaires	120,2	123,6	
Ebitda	44,7	57,3	28,2%
Résultat opérationnel	30,9	37	19,7%
Résultat financier	-13,1	-7,0	
Impôt	-3,8	-9,3	
Résultat net consolidé	13,6	20,7	52,2%
Intérêts minoritaires	-2,5	-1,1	
RNPG	11,2	19,6	75%

Evolution du chiffre d'affaires :

Le chiffre d'affaires du Groupe a augmenté d'environ 2,8%, s'établissant à 123,6 millions d'euros au 30 juin 2007 contre 120,2 millions d'euros au 30 juin 2006. Il convient de relativiser cette évolution ; la vente de projets éoliens pouvant comporter la réalisation « clé en main » crée une forte variabilité du chiffre d'affaires, notamment aux États-Unis.

Le tableau ci-dessous présente le chiffre d'affaires du Groupe des semestres clos les 30 juin 2006 et 30 juin 2007 selon la segmentation primaire géographique (normes IFRS) :

(en millions d'euros) Zone géographique	30 juin 2006	30 juin 2007
Europe	73,1	89,0
Amériques	47,1	34,6
Total	120,2	123,6

Europe

Le chiffre d'affaires des activités du Groupe en Europe progresse de 21,7 % passant de 73,1 millions d'euros au 30 juin 2006 à 89 millions d'euros au 30 juin 2007. Cette augmentation s'explique comme suit :

- le chiffre d'affaires de l'activité de production progresse de 20%, passant de 55,5 millions d'euros au 30 juin 2006 à 66,6 millions d'euros au 30 juin 2007, soit une hausse égale à 11,1 millions d'euros. Cette augmentation nette s'explique principalement par :
 - L'effet année pleine de la mise en service en 2006 de parcs éoliens au Portugal (36 MW bruts), en Grèce (39,35 MW bruts), au Royaume-Uni (44 MW bruts) et en Italie (72 MW bruts);
 - La mise en service en 2007 d'un nouveau parc éolien au Royaume-Uni (24 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 17,1 millions d'euros au 30 juin 2006 à 22,1 millions à fin juin 2007, soit une légère augmentation de 5 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires du premier semestre 2006 comprenait principalement le solde du chiffre d'affaires à l'avancement du projet Kessfeld (27,9MW), développé et construit par le groupe. Celui du premier semestre 2007 concerne quant à lui la vente du projet Kirf (8MW), en Allemagne, la vente de deux projets (15,6 MW) en phase de développement en France (Levigny et Magoar) ainsi que l'activité de défiscalisation dans les DOM.

- le chiffre d'affaires de l'activité exploitation-maintenance passe de 0,5 million d'euros au 30 juin 2006 à 0,4 million d'euros au 30 juin 2007.

Amériques

Le chiffre d'affaires du Groupe réalisé dans la zone Amériques était égal à 47,1 millions d'euros au 30 juin 2006. Il s'établit à 34,6 millions d'euros au 30 juin 2007. Cette baisse, de 12,5 millions d'euros, s'explique comme suit :

- le chiffre d'affaires de l'activité de développement qui passe de 29 millions d'euros au 30 juin 2006 à 9,7 millions d'euros au 30 juin 2007, soit une baisse de 19,3 millions d'euros . En effet :
 - En 2006, le chiffre d'affaires à l'avancement du projet Spearville, projet développé et construit par enXco (100,5 MW) s'est élevé à 23 millions d'euros au premier semestre, le solde étant concentré sur le troisième trimestre
 - En 2007, peu de projets ont dégagé du chiffre d'affaires à l'avancement au premier semestre. La construction du projet Pomeroy (123 MW) qui a commencé en juin a permis de dégager un chiffre d'affaires à l'avancement de 9,7 millions d'euros. Mais l'essentiel du chiffre d'affaires de cette activité - qui outre le solde des 123 MW qui viennent d'être mentionnés, comprendra également celui des 75 MW de l'extension de Pomeroy signée en juillet, ainsi que des 94 MW du projet Goodnoe - viendra au deuxième semestre, et en fait essentiellement au quatrième trimestre.
- le chiffre d'affaires de l'activité production d'électricité a augmenté d'un semestre à l'autre passant de 13,7 millions d'euros au 30 juin 2006 à 21,3 millions d'euros, soit une hausse de 7,6 millions d'euros (+55%). Cette hausse s'explique principalement par la mise en service des parcs Hawi (10,6 MW) et enXco 5 bis (9 MW) respectivement en mai et juin 2006 et la prise de participation dans Patterson Pass. Par ailleurs, les conditions de vent ont été meilleures ce semestre qu'au premier semestre 2006.
- le chiffre d'affaires de l'activité d'exploitation-maintenance a baissé de 20 % ; il passe de 4,5 millions d'euros au 30 juin 2006 à 3,6 millions d'euros au 30 juin 2007. Mais la signature des contrats mentionnés plus haut portera la croissance du chiffre d'affaires de cette activité au deuxième semestre.

Ebitda :

L'ebitda à fin juin 2007 s'éleve à 57,3 M€ contre 44,7 M€ à fin juin 2006, soit une augmentation égale à 12,6 M€ (soit 28,1%) ; cette hausse s'explique principalement par :

- la hausse de la production d'électricité avec l'entrée en service des nouvelles centrales sur le premier semestre 2007, le transfert à EDF Energies Nouvelles des parcs italiens de Nurri et Andretta, ainsi que l'effet « semestre plein » des centrales entrées en production au premier semestre 2006. Par ailleurs, l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés est en augmentation d'un semestre à l'autre.
- un résultat de cession réalisé sur le premier semestre 2007 inférieur à celui réalisé au premier semestre 2006. Cette année, le groupe a cédé son activité hydraulique au Mexique (projet en développement San Raphael de 103 MW) après avoir cédé en 2006 tous ses projets éoliens et hydrauliques.
- 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 mise en équivalence. Ainsi, ces activités généraient un ebitda sur le premier semestre 2006, ce qui n'est plus le cas en 2007.
- un effet de change négatif.

Dotations nettes aux amortissements et provisions

Les dotations nettes aux amortissements et provisions augmentent de 6,7 millions d'euros passant de 13,6 millions d'euros au 30 juin 2006 à 20,3 millions d'euros au 30 juin 2007. Cette augmentation s'explique comme suit :

- une augmentation de 5,6 millions d'euros des dotations nettes aux amortissements des immobilisations, cohérente avec la mise en service de nouvelles centrales notamment sur le second semestre 2006 et sur le premier semestre 2007 ;
- une augmentation de 1,1 millions d'euros des dotations nettes aux provisions. Cette augmentation s'explique comme suit :
 - au 30 juin 2006, les reprises nettes de provisions représentent 0.5 million d'euros et,
 - au 30 juin 2007, les dotations nettes de provisions représentent 0,6 million d'euros.

Résultat opérationnel

Le tableau ci-dessous présente le résultat opérationnel du Groupe des comptes semestriels clos les 30 juin 2006 et 30 juin 2007 selon la segmentation primaire géographique (normes IFRS) :

(en millions d'euros)	30 juin 2006	30 juin 2007
<i>Zone géographique</i>		
Europe	21,0	25,4
Amériques	9,9	11,6
Total	30,9	37,0

Le résultat opérationnel du groupe s'établit à 37 millions d'euros au 30 juin 2007 contre 30,9 millions d'euros au 30 juin 2006, soit une progression de 19,7%.

Europe

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités en Europe a augmenté de 4,4 millions d'euros, passant de 21 millions d'euros au 30 juin 2006 à 25,4 millions d'euros au 30 juin 2007. Il s'explique par une hausse du résultat opérationnel de l'activité Production, à la fois consécutive à l'effet d'année pleine pour les mises en service de 2006 (Arga au Portugal, Rovas et Profitis Ilias en Grèce, Fenlands au Royaume-Uni, Sant'Agata en Italie), à celui des centrales mises en services ou acquises en 2007 (Nurri et Andretta en Italie et Red Tile en Angleterre) et à la hausse des résultats de l'activité DVAS.

Amériques

Le résultat opérationnel du Groupe pour ses activités dans la zone Amériques a augmenté, passant de 9,9 millions d'euros au 30 juin 2006 à 11,6 millions d'euros au 30 juin 2007, soit une augmentation de 1,7 millions d'euros. Cette augmentation résulte du résultat opérationnel dégagé par les parcs Hawi, enXco V Repower et Patterson Pass.

Résultat financier :

Le résultat financier est une charge de 7 millions d'euros au 30 juin 2007 contre 13,1 millions au 30 juin 2006, soit une variation positive égale à 6,1 millions d'euros, qui s'explique par :

- la hausse de la charge sur dettes financières long terme de 5,1 millions d'euros ; elle passe de 11,6 millions d'euros au 30 juin 2006 à 16,7 millions d'euros au 30 juin 2007 du fait de la mise en service de nouvelles centrales, et d'une augmentation du besoin en fonds de roulement du groupe compte tenu des avances importantes consenties aux fabricants de turbines ;
- la comptabilisation au premier semestre 2007 de la variation de la juste valeur d'un instrument de couverture (achat de turbines en euros pour le marché US) pour 1,4 millions ; ce produit constituera avec le produit déjà constaté à fin décembre 2006, soit 1,9 millions d'euros, une charge financière d'égal montant au fur et à mesure du dénouement des opérations de couverture à venir, c'est-à-dire au deuxième semestre 2007.

- La variation positive du résultat de change entre les deux semestres égale à 1,3 millions d'euros. Celui-ci constituait une perte égale à 1,2 millions d'euros au 30 juin 2006 et un gain égal à 0,1 million d'euros au 30 juin 2007, et est le résultat de la politique de gestion du risque de change mise en place début 2006
- les autres produits et charges qui constituaient une charge égale à 0,3 million d'euros au 30 juin 2006 alors qu'ils constituent un produit net égal à 8,2 millions d'euros au 30 juin 2007, soit une variation positive de 8,5 millions d'euros, qui s'explique pour une large part par les produits financiers générés par le placement en sicav monétaires de trésorerie des fonds suite à l'introduction en Bourse réalisée le 29 novembre 2006.

Impôts sur les résultats

La charge de l'impôt sur les sociétés s'élève à 9,3 millions d'euros au 30 juin 2007 contre 3,8 millions d'euros au 30 juin 2006, pour un résultat bénéficiaire avant impôt des sociétés intégrées de 30 millions d'euros contre 17,8 millions d'euros au 30 juin 2006. Le taux effectif d'impôt du Groupe s'établit à 31,2 %, contre 21,3 % à fin juin 2006. Cette situation s'explique principalement par une hausse des résultats dans les zones dans lesquelles le taux d'impôt sur les sociétés est fort conjuguée à l'effet inverse, c'est-à-dire des résultats, moins importants dans les zones où le taux est faible, notamment en Bulgarie.

Résultat net de l'ensemble consolidé :

Le résultat net de l'ensemble consolidé augmente de 51 %, passant de 13,7 millions d'euros à fin juin 2006 à 20,7 millions d'euros à fin juin 2007, soit une amélioration de 7,1 millions d'euros.

Le résultat courant avant impôt passe de 17,8 millions d'euros au 30 juin 2006 à 30 millions d'euros au 30 juin 2007, soit une hausse de 12,2 millions d'euros (68%). Comme indiqué précédemment, cette hausse est portée par :

- Le résultat opérationnel qui augmente de 6,1 millions d'euros pour s'établir à 37 M€ au 30 juin 2007, cette hausse étant principalement liée à l'accroissement de l'activité de production des centrales ;
- Le résultat financier qui enregistre une amélioration de 6,1 millions d'euros, liée au placement des fonds suite à l'introduction en bourse, à la juste valeur positive d'un instrument de couverture et à l'absence de résultat de change sur le semestre 2007.

Enfin, la hausse de la charge d'impôt, égale à 5,5 millions d'euros, réduit la progression de ce résultat courant.

Résultat net part des minoritaires :

Le résultat net, part des intérêts minoritaires, s'élevait à 2,5 millions d'euros à fin juin 2006 contre 1,1 millions d'euros à fin juin 2007. Cette baisse de la part des intérêts minoritaires s'explique notamment par une contribution moins importante des résultats constatés dans les filiales bulgares ainsi que par la cession des sociétés hydrauliques espagnoles effectuée au second semestre 2006, sociétés qui comportaient des minoritaires.

Résultat net part du Groupe :

Le résultat net part du Groupe a augmenté de 75% passant de 11,2 millions d'euros au 30 juin 2006 à 19,6 millions d'euros au 30 juin 2007.

IV) STRUCTURE FINANCIERE :

Les fonds propres du groupe s'élèvent à 739 millions d'euros à fin juin 2007 contre 722 millions d'euros à fin décembre 2006, alors que l'endettement net passe de 262 millions d'euros fin décembre 2006 à 644 millions d'euros au 30 juin 2007. La hausse de l'endettement net, égale à 382 millions d'euros, s'explique principalement par :

- La Capacité d'Autofinancement avant impôt et frais financiers dégagée sur le semestre : 58,6 M€
- Impôts payés et frais financiers : - 11,9 M€
- La variation négative du besoin en fonds de roulement : -114,9 M€ liée pour l'essentiel aux avances faites aux fournisseurs de turbines et à l'augmentation des travaux encours relatives aux projets de l'activité Développement-Vente d'Actifs Structurés
- Les investissements réalisés sur la période : - 275 M€
- L'augmentation des créances financières : -29,4 M€
- Le paiement des dividendes : - 9,9 M€

V) DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LE SECOND SEMESTRE :

Description des principaux risques

Le groupe est principalement soumis aux risques de l'industrie des énergies renouvelables et aux risques de marché.

Les risques inhérents liés à l'industrie des énergies renouvelables, notamment l'énergie éolienne, regroupent des risques liés aux conditions climatiques, notamment de vent, aux politiques nationales et internationales de soutien aux énergies renouvelables ainsi qu'à la réglementation, la fiscalité et leur évolution. La croissance de l'activité dépend également des évolutions technologiques sur les installations et de l'évolution des prix de vente de l'électricité.

Les risques liés aux activités du groupe concernent principalement les risques liés à la dépendance vis-à-vis des fournisseurs (notamment les fournisseurs de turbines) et à la disponibilité des équipements, à l'activité de construction de centrales électriques ou sont liés aux partenariats locaux, en cas de survenance de désaccord notamment.

Les risques liés à la société proprement dite correspondent aux risques liés à la dépendance vis-à-vis des dirigeants et des collaborateurs-clés.

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des principaux risques liés à son activité et susceptibles d'être assurés et il n'anticipe pas de risques particuliers pour le second semestre 2007.

Risques liés au taux de change:

Ce risque est lié à l'activité du Groupe en dehors de la zone euro. Il est principalement concentré sur le dollar et la livre sterling. Ce risque est également présent mais de manière moins significative sur le lev bulgare, la couronne danoise, le peso mexicain et la couronne suédoise.

Il a été identifié à plusieurs niveaux : exposition sur l'investissement net (prêts long terme de financement d'acquisition + situation nette de la société incluant le résultat de l'année), sur le résultat des filiales, sur les mouvements intra-groupe et sur les achats de matériels

Le risque de change au bilan : Du fait de la détention de filiales aux Etats-Unis et au Royaume Uni, le Groupe est exposée 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 30 juin 2007 est faible (-3.7 millions d'euros de réserve de conversion au 30 juin 2007) et à mettre en regard d'un montant de 739 millions d'euros de capitaux propres à cette même date.

Le risque de change lié au compte de résultat : le risque naît de la conversion du résultat des filiales dont la devise domestique n'est pas l'euro n'est pas couvert à la fois compte tenu du caractère incertain du résultat, et compte tenu de l'évolution historique de ces devises par rapport à l'euro. Tous les prêts intragroupe sont libellés, depuis fin 2005, dans la devise de la filiale bénéficiaire, ce qui annule les effets de change constatés par le passé. Les autres mouvements intra groupe sont systématiquement couverts une position de change étant suivie à pas hebdomadaire.

Le risque de change lié aux achats de matériels : Ce risque naît principalement lors de l'achat de turbines pour les filiales des États-Unis et du Royaume Uni. Si les achats ne peuvent se faire en USD ou £, la politique du Groupe consiste à couvrir ce risque dès qu'il est connu sur la base du cours du budget du projet concerné en ayant recours soit à des swaps achats à terme, et dans des cas très spécifiques à la mise en place "d'accumulateurs". 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.

Risques de taux et de liquidité :

Les besoins financiers d'EDF EN sont importants en raison de son plan d'investissement; de ce fait deux risques principaux peuvent impacter la trésorerie. Le premier concerne le risque de liquidité et le second le risque de taux d'intérêts. Le financement des projets mis en oeuvre par le Groupe, notamment les parcs éoliens, implique un recours important à l'endettement (principalement dans le cadre de financement de projets).

Risque de liquidité : Au 30 juin 2007, le Groupe dispose de huit lignes de crédit moyen terme d'une durée de sept ans, qui viennent toutes à échéance en 2013, non amortissables et remboursables in fine. Elles représentent un montant total de 350 M€ et sont garantis par les établissements financiers avec lesquels elles ont été conclues. Le groupe dispose, en outre, de lignes de découvert qui, par définition, ne sont pas garanties (hors délai légal de retractation des banques).

Risque lié aux taux d'intérêts : Les centrales en exploitation bénéficient de taux fixés à long terme. En effet, le Groupe a mis en place une politique de couverture des risques de taux en utilisant des contrats d'échanges de conditions d'intérêts (swap de taux). D'un point de vue économique, la mise en place de ces swaps permet de convertir des emprunts à taux variable en emprunts à taux fixe et de se prémunir contre la fluctuation du montant des intérêts.

En général, les établissements bancaires arrangeurs demandent une couverture à hauteur de 70% à 100% du montant du financement. Pour la partie des financements restant à taux variable, si elle existe, 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). Pour information, une augmentation des taux d'intérêts liée à l'inflation a un impact limité sur le compte de résultat étant donné qu'une partie des revenus de ces centrales est également indexée sur l'inflation. A l'inverse, une augmentation des taux d'intérêts non liée à l'inflation a un véritable impact sur le compte de résultat.

Les lignes de crédit court et moyen terme ont pour finalité, en règle générale, de financer la période de construction des projets (pour les projets de taille moyenne, et dans les cas où nos partenaires apportent leur quote-part de financement ou des garanties). Elles sont conclues à taux variable. En pratique, le calendrier des dépenses d'un projet étant parfois difficilement maîtrisable, le groupe a décidé de ne pas fixer ces taux car une gestion inadéquate des instruments de couverture introduirait une certaine volatilité dans le compte de résultat (application des normes IAS 32 et 39). De plus, l'impact sur

le compte de résultat d'une hausse de 1% des taux d'intérêts est faible. A titre d'exemple, si l'investissement pour un MW est de 1,4M€ et qu'on estime à 700 K€ l'engagement moyen sur la période de construction (18 mois), l'impact financier est de 10 K€ soit environ 0,7% du coût de l'investissement. Malgré tout, la société veille à limiter autant que possible le recours à ces lignes. Elle a centralisé la mise en place et l'utilisation de ces moyens de financements (et, de ce fait, des risques correspondants). Cette opération a permis d'améliorer les conditions bancaires.

VI) PRINCIPALES TRANSACTIONS ENTRE LES PARTIES LIEES :

L'évolution sur le premier semestre 2007 des transactions entre les parties liées n'appellent pas de commentaires particuliers.