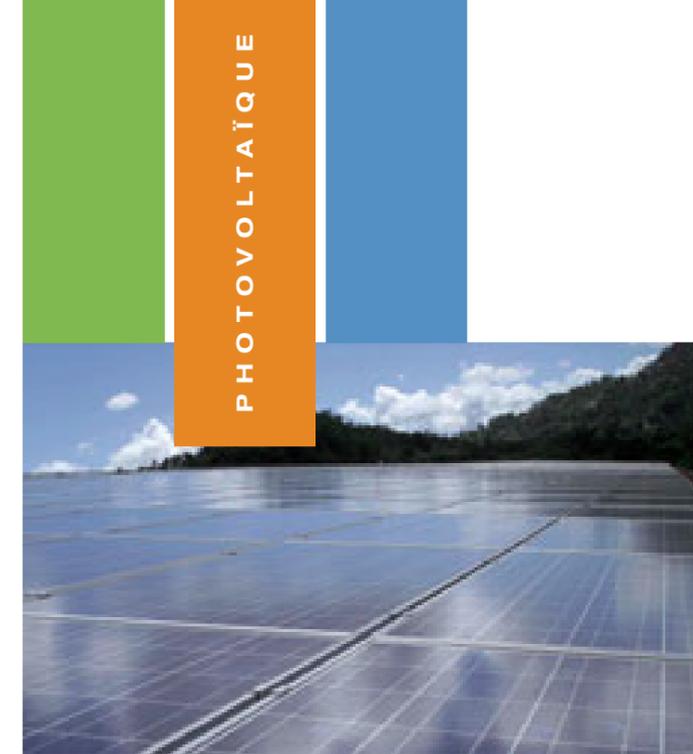


R A P P O R T A N N U E L 2 0 0 7



R A P P O R T A N N U E L



2 0 0 7

S É C H I L I E N N E - S I D E C

S É C H I L I E N N E - S I D E C

30, rue de Miromesnil
75008 Paris

Tél. : + 33 (0)1 44 94 82 22
Fax : + 33 (0)1 44 94 82 32

site internet : www.sechilienne-sidec.com
email : infos@sechilienne-sidec.com

SA au capital de 1 070 852,86 euros
RCS Paris 775 667 538





SOMMAIRE



1. DESCRIPTION DU GROUPE ET DE SES ACTIVITÉS	6
I Présentation générale du Groupe	6
II Chiffres clés et informations financières sélectionnées.....	7
III Historique	8
IV Principales installations.....	10
V Description des activités	12
VI Stratégie	25
VII Politique environnementale	26
VIII Organigramme	30
IX Information sur les filiales et participations.....	32
X Investissements	34
XI Effectifs au sein du Groupe	35
2. RAPPORT DE GESTION	37
I Données relatives aux comptes consolidés	37
II Données relatives aux comptes sociaux	46
III Informations relatives au capital et aux participations	47
IV Facteurs de risques	48
V Gouvernance	60
A - Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale.....	60
B - Rémunérations et avantages.....	67
C - Commissaires aux Comptes.....	69
3. RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION	70
I Rapport du Président du Conseil d'Administration	70
II Rapport des Commissaires aux Comptes sur le Rapport du Président	75
4. DONNÉES FINANCIÈRES	76
I Comptes consolidés	76
II Rapport des Commissaires aux Comptes sur les comptes consolidés	106
III Comptes sociaux.....	108
IV Rapport Général des Commissaires aux Comptes.....	120
V Résultats de la Société au cours des cinq derniers exercices	121
5. AUTRES INFORMATIONS	122
I Informations concernant la Société	122
II Informations diffusées par le Groupe.....	124
III Rapport du Conseil d'Administration sur les résolutions soumises à l'Assemblée Générale	127
A - Propositions d'approbation des comptes et d'affectation du résultat	127
B - Autres propositions soumises à l'Assemblée Générale Ordinaire	127
C - Propositions soumises à l'Assemblée Générale Extraordinaire.....	128
IV Texte des résolutions	130
V Rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions et engagements règlementés	134
VI Rapport des Commissaires aux Comptes sur la neuvième résolution	137
VII Rapport des Commissaires aux Comptes sur la dixième résolution	138
VIII Rapport des Commissaires aux Comptes sur la onzième résolution	139



Conformément à la loi et aux statuts, nous vous avons réunis en Assemblée Générale afin de vous rendre compte de la situation et de l'activité de notre société durant l'exercice clos le 31 décembre 2007, de soumettre à votre approbation les comptes sociaux et consolidés et de vous proposer l'affectation du résultat de cet exercice.

Nous vous donnerons toutes les précisions et tous les renseignements complémentaires concernant les pièces et documents prévus par la réglementation en vigueur, tenus à votre disposition dans les délais légaux, et il vous sera donné lecture des rapports des Commissaires aux Comptes.

Le Président Directeur Général de Séchillienne-Sidec



Les faits saillants qui ont marqué 2007 pour notre Groupe ont été :

Dans le domaine thermique :

- La mise en service de deux unités de production supplémentaires. La turbine à combustion du Galion à la Martinique (d'une puissance de 40 MW et détenue à 80 %) et la centrale bagasse-charbon de Savannah à l'Île Maurice (d'une puissance de 90 MW et détenue à 25 %).
- La conclusion avec EDF d'un accord, en cours de validation par la Commission de Régulation de l'Énergie en fin d'année, pour la construction et l'exploitation à la Guadeloupe d'une nouvelle centrale (d'une puissance de 38 MW et détenue à 100 %) destinée à entrer en service en 2010.



Dans le domaine solaire :

- Notre positionnement très rapidement réussi comme intervenant majeur sur le marché de l'électricité photovoltaïque dont le décollage bénéficie de la prise de conscience de plus en plus généralisée de l'intérêt de favoriser le recours aux formes d'énergie renouvelable disponibles localement et non génératrices d'effet de serre et d'autres nuisances environnementales.

Au 31 décembre 2007, la branche photovoltaïque du Groupe, née l'année précédente, disposait déjà d'installations achevées totalisant 6,3 MW dont 2 étaient en exploitation et 4 en cours de raccordement au réseau. Elle avait 12,1 MW en construction et un important portefeuille de projets en développement et à l'étude. L'objectif que nous nous sommes assignés est de disposer en 2012 d'au moins 200 MW photovoltaïques, fruits d'un investissement d'environ 650 millions d'euros.

Nous nous sommes dotés des moyens humains nécessaires en renforçant nos effectifs par des recrutements sélectifs, tant au niveau de Séchillienne-Sidec S.A. qui déploie des équipes technico-commerciales dans les régions méridionales de la France métropolitaine et dans des pays ensoleillés limitrophes (Espagne, Italie) qu'à celui des filiales dédiées opérant dans les départements d'Outre-mer, y compris la Guyane.

Nous avons également sécurisé l'approvisionnement en panneaux photovoltaïques (dont la difficulté d'obtention constitue un obstacle pour de nombreux candidats à la production d'électricité solaire) dans le cadre d'un contrat pluriannuel d'achats passé avec le fabricant de panneaux à couche mince First Solar. Ce contrat garantit la livraison de panneaux totalisant 150 MW sur la période 2007-2012.

La mise en service chacune des prochaines années de plusieurs dizaines de MW photovoltaïques aura pour effet, comme le développement éolien, de rendre plus linéaire le sentier de croissance du Groupe autrefois marqué par une progression de palier en palier en fonction des mises en service, à intervalles irréguliers, des centrales thermiques.

Dans le domaine éolien :

- La mise en service des parcs (détenus à 100 %) de Vanault-Le Châtel (8,5 MW) dans la Marne, et de Bambesch (12 MW) en Moselle.
- La préparation de la mise en service en 2008 des parcs (également détenus à 100 %) de Niedervisse (12 MW) en Moselle et de Clamanges et Villeseneux (10 MW) dans la Marne.
- La cession à Gaz de France, à un prix dégageant une plus-value supérieure à 13 millions d'euros après impôt et frais, de notre participation minoritaire de 40 % dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys. Cette cession a constitué la première manifestation d'une stratégie de rotation des actifs au service de l'accélération de la croissance et de la rentabilité, que nous entendons conduire à mesure de l'élargissement de notre portefeuille de projets, afin d'augmenter la masse de capitaux pouvant être réinvestis dans de nouvelles opérations à forte rentabilité.

Ces facteurs favorables se sont accompagnés, sur le plan financier, de très bons résultats :

Le résultat net consolidé part du Groupe atteint 63,5 millions d'euros en progression de 32,9 %, du fait des nouvelles mises en service, du maintien de performances techniques élevées, des gains de productivité, de la comptabilisation de l'aide fiscale à l'investissement revenant aux filiales photovoltaïques SCE - Société de Conversion d'Énergie - et Plexus-Sol, et enfin de la comptabilisation de la plus-value de cession des Éoliennes de La Haute-Lys.

Les capitaux propres consolidés s'élèvent au 31 décembre 2007 à 274,1 millions d'euros à comparer à 227,3 millions d'euros au 31 décembre 2006.

L'endettement net ressort au 31 décembre 2007 à 392,6 millions d'euros contre 413,4 millions d'euros à la fin de l'exercice 2006. Hors financement de projets sans recours (348,5 millions d'euros) et préfinancement de nouvelles unités (5,8 millions d'euros) la dette nette s'établit à la fin 2007 à 38,3 millions d'euros à comparer à 74,5 millions d'euros à la fin 2006.

Les perspectives pour 2008 et au-delà sont bien orientées :

2008 bénéficiera de la mise en service des nouveaux parcs éoliens de Niedervisse et de Clamanges et Villeseneux, et de nombreuses installations photovoltaïques.

Au-delà, l'abondante réserve de croissance future dont dispose le Groupe dans chacun de ses trois domaines lui permet d'anticiper une bonne croissance de l'activité et des résultats sur le moyen terme.



1. DESCRIPTION DU GROUPE ET DE SES ACTIVITÉS

I PRÉSENTATION GÉNÉRALE DU GROUPE SÉCHILIENNE-SIDEC

Le Groupe Séchilienne-Sidec assure depuis vingt cinq ans la conception, le financement, la construction et l'exploitation d'installations de production d'énergie.

Il exerce actuellement cette activité dans les trois domaines de la production d'origine thermique, d'origine solaire et d'origine éolienne.

Concernant les équipements thermiques, il s'est particulièrement spécialisé dans les technologies de la cogénération (production simultanée de vapeur et d'électricité) et de la bio-énergie (utilisation de combustibles renouvelables d'origine végétale).

Concernant la production d'électricité solaire à partir d'équipements photovoltaïques, il est d'ores et déjà positionné comme un acteur majeur sur ce marché, qui est désormais en phase de décollage spectaculaire en France et dans les pays limitrophes d'Europe du Sud (avec un retard de quelques années sur l'évolution observée en Allemagne).

Concernant les parcs éoliens, il conduit une stratégie sélective de développement focalisé sur des projets bénéficiant d'une exposition au vent autorisant une durée annuelle de fonctionnement satisfaisante.



L'outil industriel

Puissance en MW	Fin 2005	Fin 2006	Fin 2007
Puissance installée en exploitation			
Centrales thermiques	354	412	529
Parcs éoliens	37,5	37,5	20,5
Installations photovoltaïques	-	1,0	2,0
Total en exploitation	391,5	450,5	551,5

La production globale d'électricité

En GW/h	2005	2006	2007
Centrales thermiques	2 014,4	2 345,4	2 866,2
Parcs éoliens	90,2	105,0	119,6
Installations photovoltaïques	-	0,1	1,4
Total	2 104,6	2 450,5	2 987,2

Compte de résultat consolidé

résumé des exercices clos les 31/12/2006 et 2007
(normes IFRS)

En milliers d'euros	31/12/2006	31/12/2007
Produit des activités ordinaires	181 141	229 848
Résultat opérationnel	66 457	95 348
Résultat net part du Groupe	47 771	63 469

Bilan consolidé

résumé aux 31/12/2006 et 2007 (normes IFRS)

En milliers d'euros	31/12/2006	31/12/2007
Actifs non courants	646 117	703 310
Actifs courants	124 536	117 826
Total de l'Actif	770 653	821 136
Capitaux propres	227 290	274 102
Provisions non courantes	8 629	7 575
Autres passifs non courants	394 067	432 385
Passifs courants	140 667	107 074
Total du Passif	770 653	821 136

Flux de trésorerie consolidés

résumés des exercices clos les 31/12/2006 et 2007
(normes IFRS)

En milliers d'euros	31/12/2006	31/12/2007
Flux nets de trésorerie générés par l'activité opérationnelle	51 101	70 249
Flux nets de trésorerie liés aux opérations d'investissements	(80 931)	(19 503)
Flux nets de trésorerie liés aux opérations de financement	(7 054)	(14 602)
Effets de conversion		(47)
Variation de trésorerie	(36 884)	36 097



Les ressources humaines

(effectif en fin d'année) des sociétés
consolidées
en intégration
globale

Fin 2005 : 175
dont Société-mère : 30

Fin 2006 : 187
dont Société-mère : 34

Fin 2007 : 225
dont Société-mère : 46

Capacité d'autofinancement

et paiements sur investissements

exercices clos les 31/12/2006 et 2007

En millions d'euros	31/12/2006	31/12/2007
Capacité d'autofinancement	67,7	84,8
Paiements sur investissements	84,2	82,3

Capitaux propres et endettement net

exercices clos les 31/12/2006 et 2007

En millions d'euros	31/12/2006	31/12/2007
Capitaux propres	227,3	274,1
Endettement net	413,4	392,6

Évolution de la capitalisation boursière

exercices clos les 31/12/2006 et 2007

La capitalisation boursière est calculée sur la base du cours du dernier jour de chaque exercice

En millions d'euros	31/12/2006	31/12/2007
Capitalisation boursière	1 152	1 571



III HISTORIQUE

La Société sous sa dénomination actuelle est née de la fusion réalisée en 2001, avec effet au 1^{er} janvier de cet exercice, de la société Séchillienne, filiale de L'Air Liquide, et de la société Sidec, issue du Groupe Charbonnages de France.

La société Séchillienne avait été créée en 1897 et a exercé jusqu'à la fusion intervenue en 2001 une activité industrielle dans plusieurs domaines successifs.

La société Sidec, Société Industrielle pour le Développement de l'Énergie Charbon et de la cogénération, avait été créée en 1982 pour, dans le contexte économique né des « chocs pétroliers », aider les industriels de toutes les branches à réduire le plus possible la part des hydrocarbures dans leurs sources d'énergie, et bénéficier d'installations de production d'énergie techniquement optimisées.

L'exercice du métier de producteur indépendant d'énergie pratiqué par le Groupe Séchillienne-Sidec s'inscrit dans la continuité directe des activités conduites par Sidec depuis sa constitution en 1982.

Les événements les plus importants de la période 1982-2007 sont retracés ci-dessous :

1982 et années suivantes

Construction sur une trentaine de sites industriels appartenant à des clients relevant de branches très variées (agro-alimentaire, chimie, construction automobile, pneumatiques, papeterie, etc...), d'installations de cogénération, exploitées par la Société pendant des durées contractuellement fixées.

1989-1992

Au terme d'une étude demandée par une sucrerie de l'île de la Réunion sur les possibilités d'amélioration de son approvisionnement

en énergie, conception et réalisation d'une centrale de bio-énergie utilisant la bagasse de la sucrerie et permettant, au-delà de la satisfaction de la demande de celle-ci, la fourniture au réseau EDF local d'électricité à prix intéressant.

Cette phase déterminante pour l'avenir s'est traduite par la mise en service en 1992 de la centrale bagasse/charbon de Bois-Rouge CTBR-1 à la Réunion (62 MW), par la filiale « Compagnie Thermique de Bois-Rouge » - CTBR (actuellement détenue à 99,99 %).

1995

Entrée au capital de Sidec de la société L'Air Liquide, via Séchillienne.

Mise en service sur le site du Gol à la Réunion près d'une seconde sucrerie, d'une centrale bagasse/charbon (CTG-A, 64 MW), par la filiale « Compagnie Thermique du Gol » - CTG (actuellement détenue à 64,62 %).

1996-2000

Accroissement par étapes de la participation de Séchillienne au capital de la Sidec.

1998

Mise en service à la Guadeloupe, par la filiale « Compagnie Thermique du Moule » - CTM (actuellement détenue à 99,99%), d'une centrale bagasse/charbon de 64 MW.

2000

Mise en service à l'île Maurice, par la « Compagnie Thermique de Bellevue » - CTBV, (détenue à 27 % par la Société), d'une centrale bagasse/charbon de 70 MW dont la maîtrise d'ouvrage lui avait été confiée.

2001

Fusion des sociétés Séchilienne et Sidec pour donner naissance à Séchilienne-Sidec.

Mise en service en France métropolitaine, dans la région de Rouen, d'une turbine à combustion au gaz de 110 MW, par la filiale « Compagnie Thermique du Rouvray » - CTR (société qui a fait ultérieurement l'objet d'une cession).

2004

Passage à 99,99 % de la participation dans les sociétés Compagnie Thermique de Bois-Rouge et Compagnie Thermique du Moule, par acquisition de blocs d'actions auprès des co-actionnaires.

Mise en service à la Réunion d'une nouvelle unité bagasse/charbon de 46 MW (CTBR-2), par la Compagnie Thermique de Bois-Rouge.

Mise en service en France métropolitaine, dans la région du Nord-Pas-de-Calais, par la société « Éolienne de La Haute-Lys », d'un parc éolien de 37,5 MW dont Séchilienne-Sidec a assuré la maîtrise d'ouvrage. (La participation dans les Éoliennes de La Haute-Lys, alors de 40 %, a ultérieurement été cédée).

2005

Cession par la société L'Air Liquide de sa participation dans Séchilienne-Sidec, et entrée au capital, à cette occasion, de Financière Hélios (Groupe Apax Partners) comme actionnaire principal.

Mise en service à l'île Maurice, par la « Compagnie Thermique du Sud » - CTDS (détenue à 25 % par la société), d'une centrale thermique à charbon de 35 MW, dont la maîtrise d'ouvrage lui avait été confiée.

2006

Mise en service à la Réunion par la Compagnie Thermique du Gol (détenue à 64,62 %), d'une nouvelle unité bagasse/charbon de 58 MW (CTG-B).

Acquisition à la Réunion de 95,02 % des actions de deux sociétés dédiées à l'implantation et l'exploitation de moyens de production d'électricité solaire.

Mise en service fin décembre, d'une installation photovoltaïque de 1 MW réalisée par l'une de ces sociétés.



2007

Mise en service à la Martinique de la turbine à combustion du Galion (40 MW) par la Compagnie de Cogénération du Galion CCG (détenue à 80 %).

Mise en service à l'île Maurice d'une centrale bagasse/charbon d'une puissance totale de 90 MW (2 tranches de 45 MW chacune) par la Compagnie Thermique de Savannah (détenue à 25 %).

Mise en service de parcs éoliens dans les régions Champagne-Ardenne (Vanault-le-Châtel : 8,5 MW) et Lorraine (Bambesch : 12 MW), par la SAS Éoliennes de Marne et Moselle (détenue à 100 % par la SAS Éoliennes des Quatre-Vents, elle-même filiale à 100 % de Séchilienne-Sidec).

Mise en service dans les DOM d'équipements de production d'électricité photovoltaïque totalisant 0,981 MW.

Rythme très soutenu, principalement dans le domaine photovoltaïque, de mises en construction de nouvelles installations, d'accroissement du nombre de projets en développement et à l'étude, et de prospections foncières, dans les DOM, en France métropolitaine et en Europe du Sud.

Sécurisation de l'approvisionnement en panneaux solaires par la conclusion avec le fabricant First Solar d'un contrat garantissant la fourniture de panneaux totalisant 150 MW sur la période 2007-2012.

Expiration le 30 septembre du dernier des contrats d'exploitation des installations de cogénération construites par Sidec lors de ses premières années de fonctionnement (contrat avec Rhodia concernant l'installation de Péage de Roussillon).

Cession à Gaz de France de la participation minoritaire de 40 % détenue dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys dont le parc totalise 37,5 MW.

2008 (Événements programmés)

Signature avec EDF du contrat d'achat d'électricité concernant la future centrale de la société Caraïbes Énergie (détenue à 100 %) à la Guadeloupe, à l'issue de la procédure de validation par la commission de régulation de l'Énergie ; démarrage de la mise en œuvre de cet investissement, avec pour objectif une mise en service en 2010.

Construction de nouvelles installations photovoltaïques totalisant environ 15 MW dans les DOM et à Mayotte.

Lancement de la construction à St Laurent du Maroni, en Guyane d'une importante centrale photovoltaïque en plain champ de 12 MW.

Dépôt des premières demandes de permis de construire pour des centrales photovoltaïques en plain champ en France métropolitaine.

Acquisition en Espagne de sociétés jusque-là en attente de la délivrance des permis de construire, autorisations d'exploiter et autorisations de raccordement d'installations photovoltaïques conditionnant la réalisation de cette opération.

Lancement en Italie de la construction d'installations photovoltaïques d'une puissance de 4 MW (avec option pour la construction de 9 MW additionnels).

Mise en service de deux nouveaux parcs éoliens détenus à 100 %, Niedervisse (12 MW) en région Lorraine et Clamanges et Villeseigneur (10 MW) en région Champagne-Ardenne.

IV PRINCIPALES INSTALLATIONS



INSTALLATIONS THERMIQUES

Le tableau ci-dessous recense les lieux d'implantation des centrales du Groupe, avec indication de la situation juridique des terrains d'assiette et des équipements.

Nature et localisation des installations	Situation des terrains d'assiette	Situation des équipements
CTBR-1 Centrale bagasse/charbon site de Bois-Rouge à la Réunion	Contrat de bail à construction	Rachetés en juillet 2007 par la CTBR au GIE crédit-bailleur Créolibail
CTBR-2 Centrale bagasse/charbon site de Bois-Rouge à la Réunion	Contrat de bail à construction	Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée à une indivision de sofergies crédit-bailleur
CTG-A Centrale bagasse/charbon site du Gol à la Réunion	Contrat de bail à construction	Installation financée en crédit-bail mobilier et immobilier, louée au GIE crédit-bailleur Segabail
CTG-B Centrale bagasse/charbon site du Gol à la Réunion	Propriété de la CTG	Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée au GIE crédit-bailleur Vaynillabail
CTM Centrale bagasse/charbon site du Moule à la Guadeloupe	Propriété de la CTM	Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée au GIE crédit-bailleur Fleur de canne
CCG Turbine à combustion à fioul domestique site du Galion à la Martinique	Contrat de bail à construction	Equipements financés par emprunts et fonds propres, propriété de la CCG
CTBV Centrale bagasse/charbon site de Bellevue à l'île Maurice	Propriété de la CTBV	Equipements financés par emprunts et fonds propres, propriété de la CTBV
CTDS Centrale de cogénération au charbon site de Saint Aubin à l'île Maurice	Propriété de la CTDS	Equipements financés par emprunts et fonds propres, propriété de la CTDS
CTSAV Centrale bagasse/charbon site Savannah à l'île Maurice	Propriété de la CTSAV	Equipements financés par emprunts et fonds propres, propriété de la CTSAV



INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES

Nature et localisation des installations

Installations implantées ou en cours d'implantation sur les toitures de divers immeubles, bâtiments et entrepôts, à la Réunion, la Guadeloupe et la Martinique

Installations dont l'implantation est prévue en plain champ

Situation des terrains d'assiette

Les toitures d'assiette sont louées aux propriétaires des immeubles, bâtiments et entrepôts concernés dans le cadre de contrats de bail

Terrains d'assiette loués aux propriétaires dans le cadre de contrats de bail

Situation des équipements

Équipements des sociétés SCE Société de Conversion d'Énergie et Plexus-Sol loués à des SNC avec option d'achat au terme de 5 ans. Équipements de QEA et QEH financés par emprunts et fonds propres, propriété des Sociétés

Crédit-bail ou location à une SNC envisagés

INSTALLATIONS ÉOLIENNES

Nature et localisation des installations

Parc de Vanault-le-Châtel en exploitation dans le département de la Marne

Parc de Bambesch en exploitation dans le département de la Moselle

Parc de Niedervisse en construction dans le département de la Moselle

Parc de Clamanges et de Villeseneux en construction dans le département de la Marne

Situation des terrains d'assiette

Contrat de bail emphytéotique

Contrat de bail emphytéotique

Contrat de bail emphytéotique

Contrat de bail emphytéotique en cours de signature

Situation des équipements

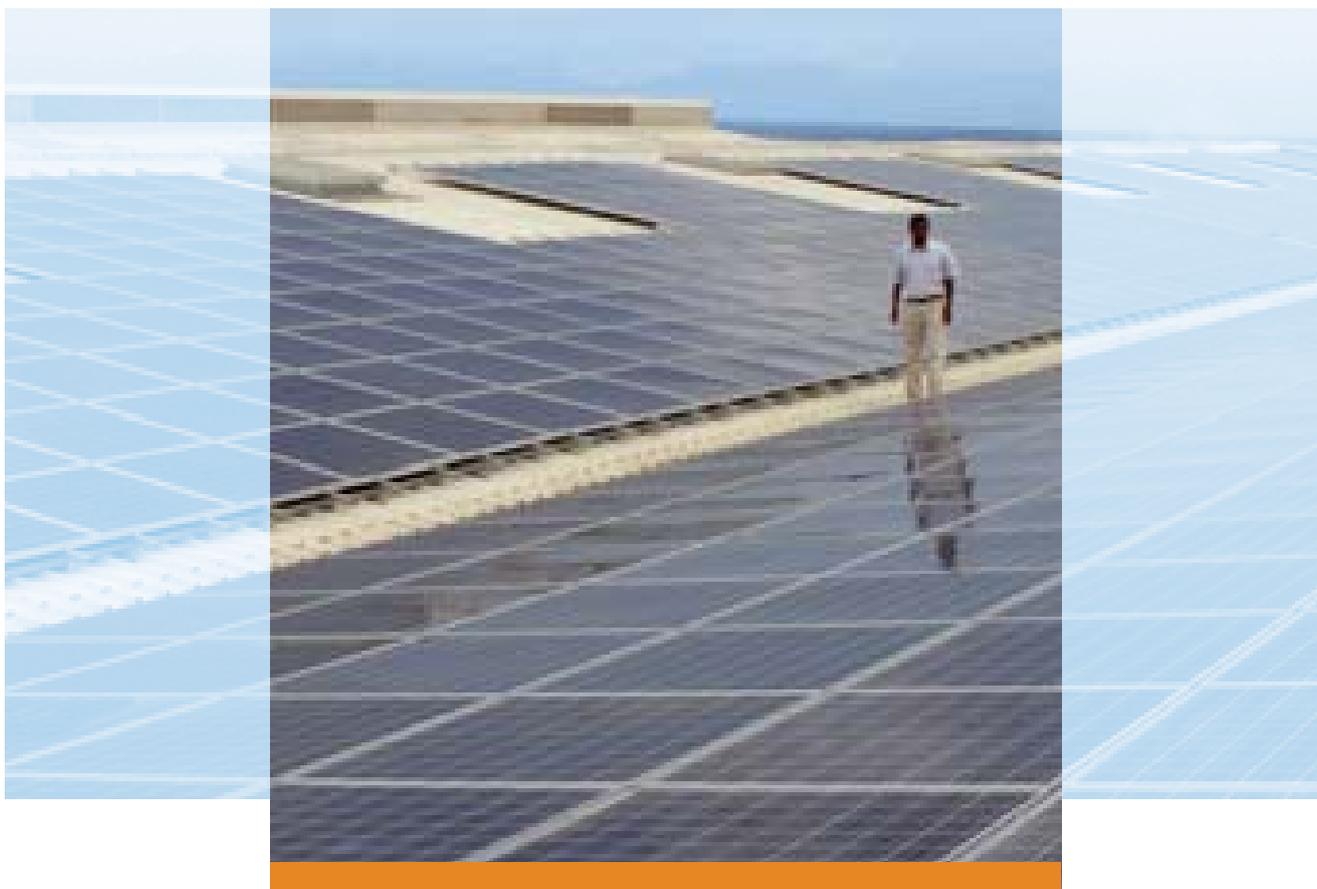
Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée à l'établissement financier crédit-bailleur

Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée à l'établissement financier crédit-bailleur

Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée à l'établissement financier crédit-bailleur

Partie mobilière de l'installation financée en crédit-bail, louée à l'établissement financier crédit-bailleur





1. NATURE DES ACTIVITÉS

1.1 Description synthétique

Le Groupe est un producteur d'électricité indépendant implantant et exploitant des centrales thermiques (principalement bi-combustibles bagasse/charbon), des parcs éoliens et des installations photovoltaïques.

Au 31 décembre 2007, la totalité de ses centrales thermiques et de ses installations photovoltaïques en exploitation étaient situées dans les départements d'Outre-mer de la Réunion, la Guadeloupe et la Martinique, ainsi qu'à l'île Maurice. Ses parcs éoliens en exploitation étaient localisés en France métropolitaine, dans les régions Champagne-Ardenne (Vanault-le-Châtel) et Lorraine (parc de Bambesch).

La croissance future est préparée par la constitution dans les trois domaines thermique, photovoltaïque et éolien d'un portefeuille de projets en construction, en développement et à l'étude, et par une forte activité

de prospection et d'acquisition de droits fonciers. Cette croissance se réalisera dans tous les DOM y compris la Guyane, en France métropolitaine et dans certains pays limitrophes de l'Europe du Sud (Espagne et Italie).

Le tableau ci-dessous présente la capacité installée en exploitation du Groupe en mégawatts (MW) et la capacité prévisionnelle des unités de production en cours de construction au 31 décembre 2007.

En MW	Capacités au 31 décembre 2007			
Capacité installée en exploitation	Thermique	Solaire	Éolien	Total
DOM	334,0 ⁽¹⁾	2,0	-	336,0
France métropolitaine	-	-	20,5 ⁽³⁾	20,5
Etranger (Île Maurice)	195,0 ⁽²⁾	-	-	195,0
Total en exploitation	529,0	2,0	20,5	551,5
Capacité en construction				
DOM	-	16,4 ⁽⁴⁾	-	16,4
France métropolitaine	-	-	22,0 ⁽⁵⁾	22,0
Etranger (Île Maurice)	-	-	-	-
Total en construction	-	16,4 ⁽⁴⁾	22,0	38,4

⁽¹⁾ CTBR (1 et 2) 108 MW, CTG (A et B) 122 MW, CTM 64 MW, CCG 40 MW

⁽²⁾ CTBV 70 MW, CTDS 35 MW, CTSAV 90 MW

⁽³⁾ Vanault-le-Châtel 8,5 MW, Bambesch 12 MW

⁽⁴⁾ Dont 4,3 MW d'installations achevées en attente de raccordement et 12,1 MW en chantier

⁽⁵⁾ Niedervisse 12 MW, Clamanges et Villeseneux 10MW

Le tableau ci-dessous présente la production réalisée en 2007 par les unités en exploitation durant cet exercice, dont la centrale thermique de Péage de Roussillon jusqu'au 30 septembre 2007 (date d'expiration du contrat avec Rhodia la concernant) et le parc éolien de La Haute-Lys jusqu'au 17 décembre 2007 date de sa cession à Gaz de France.

Capacité installée en exploitation En MW	Production en 2007 En GWh			
	Thermique	Solaire	Eolien	Total
DOM : 336	1 914,007	1,429	-	1 915,436
France métropolitaine : 71*	61,500	-	119,608	181,108
Etranger (Île Maurice) : 195	890,726	-	-	890,726
Total	2 866,233	1,429	119,608	2 987,270

* dont Péage de Roussillon (jusqu'au 30 septembre 2007) 13 MW et Haute-Lys (jusqu'au 17 décembre 2007) 37,5 MW

1.2 Les secteurs d'activité

1.2.1 Énergie d'origine thermique

Le Groupe a dans ce domaine une expérience très large. Il a depuis sa création construit et exploité des unités fonctionnant au charbon (plus d'une trentaine), des unités bi-combustibles (sept centrales bagasse/charbon) et des unités fonctionnant au fioul (turbine à combustion du Galion) et au gaz (centrale de la Compagnie Thermique du Rouvray).

Il s'est particulièrement spécialisé dans les technologies de la cogénération (production simultanée de vapeur et d'électricité) et de la bio-énergie par utilisation de combustibles renouvelables d'origine végétale.

Le recours à la technologie de la cogénération permet de récupérer la chaleur (qui, dans les centrales classiques, est rejetée en pure perte dans l'environnement par des tours de refroidissement ou d'autres moyens) et d'optimiser le rendement énergétique, en le faisant passer d'environ 30-33 % aux alentours de 70 %. La production d'énergie thermique en cogénération est le métier historique du Groupe, largement mis en œuvre au début des années 1980 par la Sidec dont il est issu.

L'utilisation de biomasse comme combustible pour la production de courant permet de valoriser des ressources de matières organiques provenant de l'agriculture qui offrent le triple intérêt d'être disponibles localement (au lieu de devoir être importées), renouvelables (au lieu d'être sujettes à des risques d'épuisement) et dénuées d'effet nocif pour l'environnement au regard notamment des préoccupations relatives à l'effet de serre (du fait de la photosynthèse).

Les points d'application principaux en sont pour le Groupe les centrales bi-combustibles bagasse/charbon qu'il a implantées et qu'il exploite dans les zones de l'océan indien (la Réunion, l'île

Maurice) et des Caraïbes (la Guadeloupe). La bagasse est un résidu de l'activité des sucreries traitant des cannes à sucre ; elle constitue une biomasse dotée d'une puissance calorifique permettant de l'utiliser avantageusement comme combustible dans les process industriels. Les régions retenues par le Groupe pour mettre en place ses unités de production bi-combustibles se prêtent

particulièrement bien à l'emploi de cette technique en raison de la présence sur place de sucreries de cannes, générant d'importants volumes de bagasse ; elles sont d'autre part caractérisées par de forts taux de croissance des consommations d'énergie.

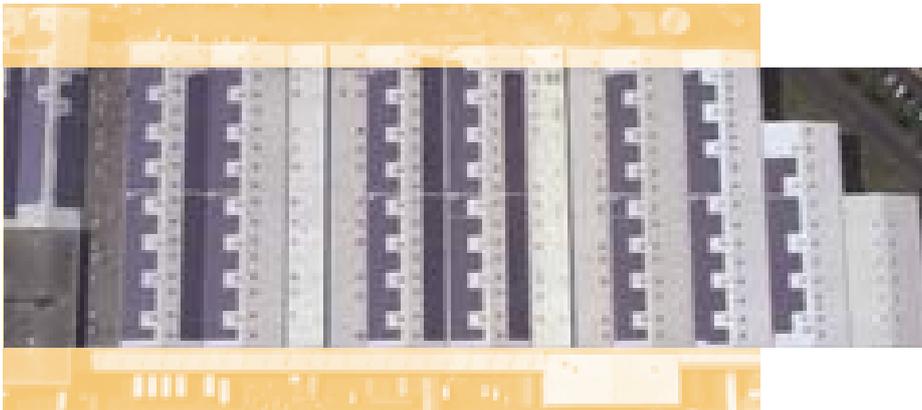
La bagasse est disponible pendant les périodes de récolte de la canne (« campagnes sucrières ») qui du-

rent généralement cinq mois par an. Elle parvient à la centrale bi-combustible par des convoyeurs reliant cette centrale à la sucrerie près de laquelle elle a été installée, et est ensuite brûlée dans des chaudières à très haute température. La vapeur ainsi produite actionne un groupe turbo-alternateur générant de l'électricité. Lorsqu'il n'y a pas de bagasse disponible, la chaudière est alimentée par du charbon. Les centrales bi-combustibles que le Groupe a construites peuvent fonctionner indifféremment avec les deux sources d'énergie bagasse/charbon, soit successivement soit en même temps, et basculer automatiquement d'un mode à un autre sans que la fourniture d'électricité au réseau soit perturbée.

Il est important de souligner que le caractère bicombustible des centrales bagasse/charbon, et le recours par elles à un combustible fossile, le charbon (en dehors des campagnes sucrières), conditionnent l'utilisation de la bagasse en la viabilisant sur le plan économique, grâce à la possibilité de faire fonctionner l'usine de production électrique à longueur d'année. Le charbon est ainsi, en même temps que le complément de la bagasse, le vecteur indispensable à sa valorisation.

Sur un parc du Groupe de neuf unités thermiques en exploitation, sept sont de type bi-combustible bagasse/charbon, et deux de type mono-combustible fossile (charbon pour la centrale de la CTDS à l'île Maurice, fioul pour la turbine à combustion de la CCG à la Martinique).





Durant l'année 2007, les centrales thermiques du Groupe ont produit 2 866,233 GW/h d'électricité, dont 517,307 GW/h à partir de bagasse. Elles ont consommé :

- 1 177 538 tonnes de bagasse (qui ont évité l'emploi de 390 000 tonnes de charbon ou de 235 000 tonnes de pétrole),
- 1 322 007 tonnes de charbon,
- et 5 873 tonnes de fioul domestique.

Leur chiffre d'affaires exprimé dans les comptes consolidés s'est élevé à 211,4 millions d'euros.

1.2.2 Energie solaire

Le Groupe a pris en 2006 la décision stratégique de prendre pied sur le marché de l'énergie solaire avec pour ambition d'en devenir un des acteurs significatifs, et il a alors initié son action en ce domaine en achetant 95,02 % du capital des deux sociétés SCE Société de Conversion d'Énergie et Plexus-Sol, qui sur l'île de la Réunion avaient entrepris d'implanter et exploiter des équipements photovoltaïques. Puis il a tout au long de l'année 2007 mené une politique très résolue visant au développement rapide et fort de cette nouvelle branche d'activité.

La technologie photovoltaïque, qu'il a retenue est un procédé qui transforme directement une certaine quantité de radiations du soleil en courant électrique, généralement au moyen de panneaux solaires interconnectés.



Les installations photovoltaïques comportent comme éléments composants principaux outre les panneaux solaires, des onduleurs destinés à convertir le courant continu généré par ces panneaux en courant alternatif, et des transformateurs destinés à remonter à la tension du réseau de raccordement. Les panneaux peuvent être posés sur les toitures de bâtiments et immeubles de grandes surfaces, ou montés en rangées sur des châssis

métalliques reposant sur le sol et inclinés par rapport à l'horizontale.

Le Groupe disposait déjà d'une capacité installée de 1,0 MW à la fin de 2006, mise en place sur les toits d'un entrepôt portuaire à la Réunion.

Au 31 décembre 2007, sa capacité photovoltaïque installée en exploitation était de 2 MW, des équipements totalisant 4,3 MW étaient en place sur leurs sites, en attente de raccordement au

réseau, et des équipements totalisant 12,1 MW étaient en chantier.

En 2007, les centrales photovoltaïques en exploitation du Groupe ont produit 1,429 GW/h et leur chiffre d'affaires exprimé dans les comptes consolidés s'est élevé à 0,7 millions d'euros.

1.2.3 Energie éolienne

Le Groupe est actif depuis 2002 dans ce domaine d'intervention lui permettant de valoriser dans un segment émergent du marché de l'électricité le savoir-faire acquis de longue date dans la maîtrise d'ouvrage et l'exploitation d'installations énergétiques, et d'étendre le périmètre d'application de son modèle économique historique.

De 2002 au 31 décembre 2007, il a construit et mis en service des parcs totalisant une puissance de 58 MW, dont il conserve 20,5 MW en pleine propriété, après une opération de cession à Gaz de France intervenue fin 2007 et portant sur sa participation de 40 % dans les Éoliennes de La Haute-Lys (Nord-Pas-de-Calais).

Au 31 décembre 2007, la capacité éolienne installée en exploitation était ainsi de 20,5 MW répartie entre les parcs détenus à 100 % de Vanault-le-Châtel (8,5 MW) et Bambesch (12 MW).

Durant l'année 2007, les centrales éoliennes du Groupe ont produit 119,608 GW/h d'électricité.

Leur chiffre d'affaires exprimé dans les comptes consolidés s'est élevé à 1,4 millions d'euros.

1.3 Situation du marché et position concurrentielle du Groupe dans ses trois secteurs d'activité

1.3.1 Energie d'origine thermique

Pour l'énergie d'origine thermique, l'activité du Groupe est actuellement concentrée dans les DOM et à l'île Maurice où il a implanté et exploite neuf unités de production totalisant une puissance installée de 529 MW. Sept d'entre elles (totalisant 454 MW) sont de type bi-combustible bagasse/charbon et deux (totalisant 75 MW) sont de type mono-combustible.

Ces zones géographiques qui sont traditionnellement des marchés stratégiques pour le Groupe, lui offrent encore d'intéressantes perspectives de développement pour les raisons suivantes :

- La demande d'électricité continue d'y croître fortement, selon un taux de progression très supérieur à celui observé en France métropolitaine.

Le tableau ci-dessous en rend compte pour ce qui concerne les DOM.

Taux de croissance annuel moyen de la demande d'électricité en cumul (estimations)		
	2005-2010	2010-2015
La Réunion	4,40 %	3,10 %
La Guadeloupe	3,50 %	2,60 %
La Martinique	3,50 %	2,60 %
La Guyane Française	3,70 %	3,70 %
France Entière (DOM inclus)	1,70 %	1,30 %

(Sources : Ministère de l'Economie des Finances et de l'Industrie et Bilan prévisionnel pluriannuel EDF)

Concernant l'île Maurice, le Gouvernement s'attend à une hausse de la demande d'électricité de 5,5 % par an en cumul de 2005 à 2013 (source : Gouvernement de l'île Maurice, outline of Energy policy 2007-2025).

Ces taux de croissance élevés sont eux-mêmes liés aux éléments suivants :

- Dynamisme démographique (alors que le solde d'accroissement naturel de la population est en métropole inférieur à 0,6 %, il est par exemple de 1,4 % à la Réunion et supérieur à 1 % à la Guadeloupe).

- Augmentation au fil des années du nombre de logements pour un même niveau de population, due au phénomène croissant de « décohabitation ».

- Développement économique et augmentation du revenu par habitant : par exemple à la Réunion le PIB par habitant mesuré en dollars a progressé de plus de 20 % entre 2001 et 2005 et le revenu brut disponible des ménages de plus de 7 % par an au cours de cette période ; à la Guadeloupe, le PIB par habitant a cru à un rythme moyen de 3 % à 4 % par an sur les dernières années (informations issues des publications de l'institut d'émission des départements d'Outre-mer, IEDOM).

- Progression de l'équipement en appareils électroménagers et audiovisuels, et en dispositifs de climatisation et d'air conditionné.

- Il existe encore des disponibilités en bagasse que les centrales déjà implantées n'absorbent pas déjà, à l'île Maurice principalement, et à un moindre degré à la Martinique (sucrierie du Galion) et à la Guadeloupe (sucrierie de Marie-Galante).

- À l'île Maurice, le Gouvernement considère comme prioritaire le recours aux énergies locales renouvelables pour réduire la dépendance à l'égard du fioul importé, et il estime souhaitable et possible que la production d'électricité à partir de la bagasse passe de 300 GW/h en 2005 au double en 2015 (source : Gouvernement de l'île Maurice, outline of Energy policy 2007-2025).

- À la Martinique comme à la Guadeloupe, le souci de limiter les besoins de recours aux combustibles importés est également très présent et il s'y ajoute une forte volonté de limiter au minimum incompressible l'utilisation des combustibles fossiles générateurs d'émissions de gaz à effet de serre.

L'expertise reconnue qu'a acquise le Groupe dans la conception, la construction et l'exploitation des centrales de cogénération bi-combustibles répondant parfaitement à ces orientations le met d'autant plus en mesure de saisir le moment venu les opportunités présentées par cette situation, que ses unités bagasse/charbon contribuent déjà fortement à la couverture des besoins électriques des réseaux, dans des conditions jugées très satisfaisantes par ceux-ci.

Part de la production locale d'électricité assurée par les centrales thermiques du Groupe *		
	2006	2007
À la Réunion	53%	61%
À la Guadeloupe	27%	25%
À la Martinique	29%	40%

* Cette indication serait sans signification concernant la Martinique où la turbine à combustion du Groupe satisfait les seuls besoins de pointe.



- Le bon positionnement du Groupe pour implanter de nouvelles unités thermiques dans les DOM et à l'île Maurice n'est pas limité au domaine des centrales utilisatrices de bagasse, et ne tient pas seulement à l'importance des parts du marché de l'électricité qu'il a déjà acquise.

Il est fondé aussi sur la grande difficulté intrinsèque que présentent, pour de nouveaux producteurs potentiels, de nombreuses caractéristiques de ces régions insulaires et tropicales, auxquels le Groupe s'est de longue date parfaitement adapté.

La dimension du marché électrique local et les caractéristiques des réseaux ne permettent pas d'y implanter des centrales de taille comparable à celles qui constituent les « standards » dans les zones continentales interconnectées.

La topographie de ces îles dont une grande partie de la superficie est constituée de zones montagneuses et/ou volcaniques limite par ailleurs considérablement les disponibilités foncières alors même que les contraintes d'implantation de centrales électriques (accessibilité, proximité d'un poste de raccordement, disposition de ressources en eau, etc ...) sont fortes.

Ces barrières naturelles d'accès handicaperaient fortement les concurrents qui envisageraient de prendre pied sur ces marchés sans disposer de l'effet d'expérience, et de la bonne insertion dans le tissu économique local du Groupe, qui a su trouver une réponse optimisée aux besoins très spécifiques des réseaux locaux. Cette réponse, fondée sur la mise en œuvre des centrales de faible et moyenne capacité constamment perfectionnées et sur l'utilisation à la fois de sources d'énergie renouvelables disponibles sur place et de combustibles fossiles importés, est extrêmement difficile à reproduire.

1.3.2 Energies solaire et éolienne

Les énergies solaire et éolienne bénéficient dans le monde entier du contexte créé par :

- le constat qui fait désormais l'objet d'un consensus, de la perspective de raréfaction et renchérissement des combustibles fossiles épuisables, à commencer par les hydrocarbures,
- les préoccupations de plus en plus largement partagées, tendant à la sauvegarde de l'environnement notamment par substitution d'autres combustibles à ceux dont l'emploi est générateur d'émissions atmosphériques à effet de serre.

Dans ce contexte, l'Union européenne et de nombreux pays précèdent le développement le plus intensif possible de toutes les formes d'énergies renouvelables. Parmi celles-ci, le solaire et l'éolien sont appelés à croître de façon particulièrement forte dans les régions où presque tous les sites équipables en centrales hydrauliques sont déjà équipés. Telle est la situation en France notamment.

1.3.2.1 Énergie solaire

Au niveau mondial, l'énergie solaire, si elle ne représente encore qu'une très faible proportion de la quantité totale d'électricité produite, est un secteur particulièrement dynamique du marché comme il ressort du tableau ci-dessous :

En TW/h	Production mondiale d'électricité		
	2003	2004	2005
Production totale d'électricité	16 700,90	17 468,5 (+ 4,60 %)	18 138,30 (+ 3,83 %)
dont production d'électricité d'origine renouvelable	2 977,60	3 149,80 (+ 5,78 %)	3 282,50 (+ 4,31 %)
dont production d'électricité d'origine solaire	2,8	3,2 (+ 14,3 %)	4,4 (+ 37,50 %)

(Source : Observ'ER : la production d'électricité d'origine renouvelable)

La production d'électricité d'origine solaire a, depuis 1995, connu une progression annuelle moyenne de 19,5 %, alors même que ce taux est tiré vers le bas par les centrales hélio-thermodynamiques dont la production n'a cru que de 1,9 % par an en moyenne pendant la période. La croissance de la seule électricité solaire photovoltaïque a dans le même temps été de 31,6 % par an en moyenne.

Deux facteurs principaux contribuent à l'évolution ainsi constatée.

D'une part, d'importants progrès ont été réalisés dans les technologies mises en œuvre, qui ont beaucoup gagné en productivité et en fiabilité dans un climat d'émulation très stimulant.

D'autre part, la perspective d'une tendance lourde à l'épuisement et au renchérissement des combustibles fossiles, et la conscience des risques de réchauffement climatique, ont suscité ou renforcé dans de nombreux pays la volonté politique de soutenir le développement des énergies renouvelables et non polluantes.



L'Union européenne est l'une des régions où le marché du photovoltaïque est le plus dynamique, la capacité installée y a augmenté de 57 % entre 2005 (2,2 GW) et 2006 (3,4 GW) (Source : Eurobserv'ER, avril 2007). Ce développement remarquable est tiré en grande partie par les incitations réglementaires mises en place par les Pouvoirs Publics (notamment sous forme de mécanismes d'achat obligatoire par les réseaux), à prix garantis sur de longues périodes. L'effet a été d'autant plus important que ces incitations ont été instituées et pratiquées tôt, ce qui a été le cas en Allemagne.

En MW	Capacité installée des unités de production d'électricité photovoltaïque dans l'Union Européenne en 2006
Allemagne	3 063
Espagne	118
Italie	58
Pays-Bas	51
France (DOM compris)	33 (dont DOM 17)
Autres pays de l'UE	96
Ensemble UE	3 419

Il ressort d'une étude approfondie réalisée par un organisme indépendant que la capacité installée de l'énergie solaire photovoltaïque dans l'Union européenne devrait atteindre 8,7 GW en 2010, avec un taux de croissance annuel moyen escompté de 26,4 % par an en cumul sur la période 2006-2010 (Source : Eurobserv'ER, avril 2007).

En France, où indépendamment même des DOM qui bénéficient à cet égard d'une situation privilégiée, d'importantes parties du territoire sont bien ensoleillées, un premier régime réglementaire d'achats par le réseau à prix garantis institué en 2001 s'est avéré trop peu incitatif pour provoquer un véritable décollage de la production. En revanche, la modification de ce régime intervenue en juillet 2006 paraît de nature à produire des effets sensibles. Le tarif d'achat par le réseau est depuis lors fixé en métropole à 30 Cts€/KWh en cas d'intégration dans le bâti, et dans les DOM à 40 Cts€/KWh plus une prime d'intégration au bâti de 25 Cts€/KWh en métropole et 15 Cts€/KWh dans les DOM.

Les Pouvoirs Publics estiment que ces dispositions (auxquelles s'ajoute un crédit d'impôt bénéficiant aux particuliers utilisateurs d'énergie solaire), devraient permettre d'atteindre l'objectif de mise en place de capacités photovoltaïques portant celles-ci à 500 MW d'ici à 2015 (Source : Ministère en charge de l'Énergie).

Le Groupe pense être, sur ce marché français appelé à changer rapidement de dimensions, l'un des acteurs de référence, en raison à la fois :

- des réalisations qu'il a déjà accomplies dans les DOM (où fin 2007, il avait 2 MW en exploitation, 4,3 MW achevés en attente de raccordement, 12,1 MW en cours de construction, et un important portefeuille de projets en développement et à l'étude),
- de l'intensité de l'action de prospection, réservations de surfaces et terrains d'assiette d'équipements photovoltaïques, développement et études qu'il conduit dans les régions méridionales de la métropole,
- de la sécurisation qu'il s'est procurée en matière d'approvisionnement en panneaux, grâce à un contrat pluriannuel passé avec le fournisseur First Solar.

Le Groupe s'estime par ailleurs en mesure d'être un intervenant significatif sur les marchés de l'Espagne et de l'Italie, qui sont très fragmentés.

1.3.2.2 Énergie éolienne

Au niveau mondial, l'énergie éolienne, reconnue comme fondée sur des technologies sûres et fiables et perçue comme une des réponses appropriées aux perspectives d'épuisement et renchérissement des ressources fossiles et aux menaces de réchauffement climatique, a connu une expansion extrêmement forte au cours des dernières années.

Le tableau ci-dessous retrace l'évolution de la capacité éolienne installée annuellement, et celle de la capacité éolienne cumulée, dans le monde, depuis 2001.

Année	Capacité installée (MW)	Variation (%)	Capacité cumulée (MW)	Variation (%)
2001	6 824		24 927	
2002	7 227	6	32 037	29
2003	8 344	15	40 301	26
2004	8 154	-2	47 912	19
2005	11 542	42	59 399	24
2006	15 016	30	74 306	25
Croissance moyenne sur 5 ans		17,1		24,4

(Source : International Wind Energy Development, World Market Update 2006 - Développement international de l'énergie éolienne, mise à jour sur le marché mondial en 2006, BTM Consult ApS, mars 2007)

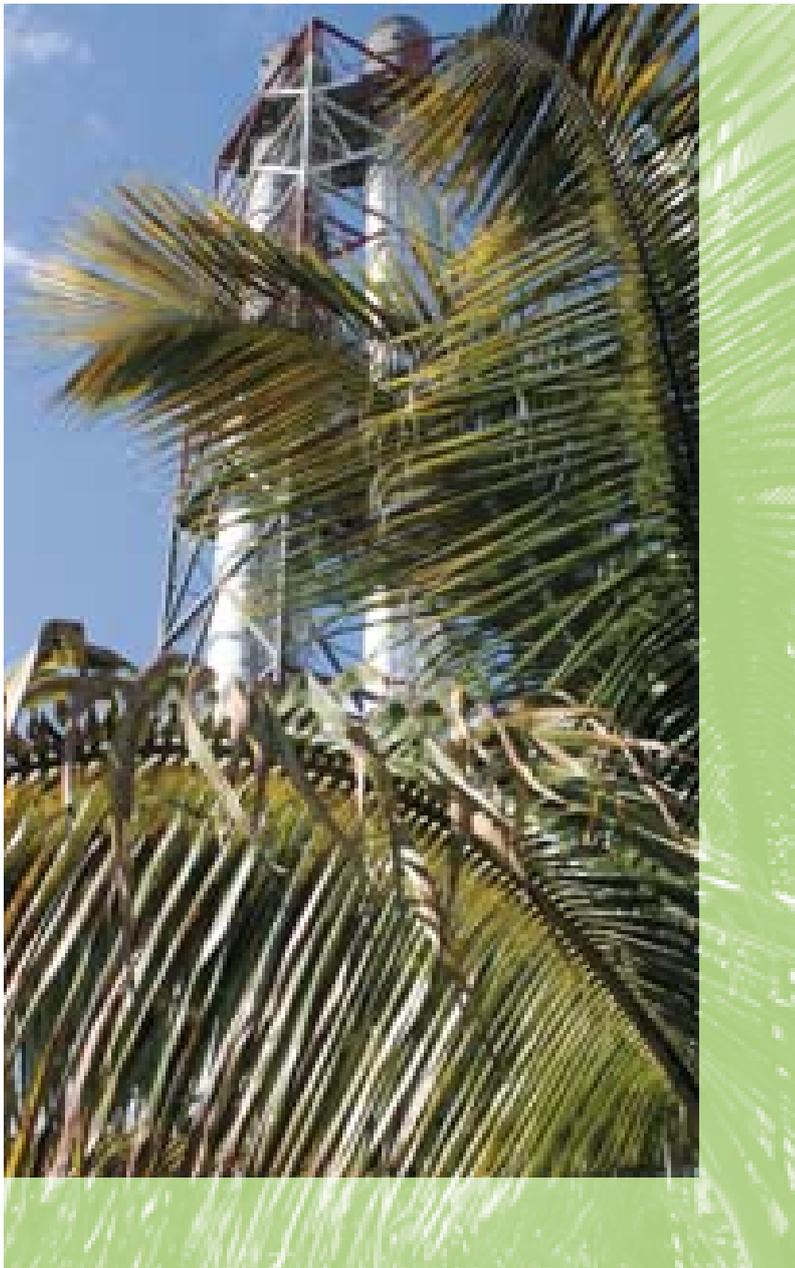
Selon le rapport annuel 2005 de BTM Consult ApS, la capacité éolienne totale installée dans le monde devrait être en 2010 de l'ordre de 149 000 MW, soit plus du double de celle installée à la fin de 2006, et en 2015 de l'ordre de 300 000 MW.

Selon une communication faite le 13 février 2007 par le syndicat des énergies renouvelables en France, le parc mondial aurait déjà augmenté après 2006 de 20 000 MW passant à 94 000 MW dès la fin 2007.

L'Europe a très largement contribué à la très forte expansion de l'électricité éolienne enregistrée au cours des dernières années, mais de façon très inégale selon les pays.

Ainsi, à la fin de 2006, en termes de capacité éolienne installée cumulée, l'Allemagne disposait de plus de 20 000 MW, et l'Espagne de plus de 11 000 MW, la France seulement de 1 635 MW mais ce montant représentait plus du double de celui de l'année précédente, qui était de 756 MW.

En France, le développement du marché de l'énergie éolienne a donc débuté plus tardivement, et a été moins rapide que dans de nombreux autres pays européens où la limitation du recours aux énergies fossiles épuisables et carbonées ne comporte pas d'appel au nucléaire aussi important. Il a par ailleurs été freiné par de plus grandes difficultés d'acceptabilité par la population au regard des préoccupations d'intégration paysagère. La progression en cours est cependant forte en termes relatifs, et le Gouvernement français a fixé à 17 000 MW l'objectif de capacité installée pour l'énergie éolienne à l'horizon 2015 (Source : Baromètre de l'énergie éolienne, Eurobserv'ER, février 2007).



2. PRINCIPAUX ATOUTS ET MODÈLE ÉCONOMIQUE MIS EN OEUVRE

Le Groupe estime disposer, dans la conduite de ses activités, des principaux atouts suivants :

2.1 Une position solide sur des marchés en expansion

Le Groupe opère dans tous ses segments d'activité sur un environnement de marché très porteur, tant sur le plan géographique que sur le plan sectoriel.

Sur le plan géographique, il occupe une place éminente dans les départements d'Outre-mer et à l'île Maurice où le taux de croissance de la consommation d'électricité est élevé et le besoin d'implantation de nouvelles capacités de production réapparaît à intervalles réguliers. Ce besoin ne peut y être satisfait de façon optimale que par la juxtaposition de moyens utilisant séparément ou de façon combinée des énergies fossiles (charbon, fioul) et des énergies locales renouvelables (biomasse, radiations du soleil) dont le Groupe possède parfaitement la maîtrise de la mise en place et de l'exploitation.

En dehors des DOM et de l'île Maurice, l'action persévérante qu'il conduit depuis plus de sept ans pour l'éolien et deux ans pour le solaire photovoltaïque dans diverses régions de la France métropolitaine et de pays limitrophes d'Europe du Sud (Espagne et Italie) lui a permis de nouer des contacts utiles et d'initier et réaliser des opérations soigneusement ciblées en fonction non seulement de leur intérêt intrinsèque, mais des perspectives de développement ultérieur.

La puissance éolienne effectivement installée en France à la fin de 2007 s'est élevée à 2 455 MW soit par rapport à l'année précédente (1635 MW), une progression de + 820 MW ou + 50%.

La présence sur le marché français de tous les leaders mondiaux de la construction d'éoliennes montre d'ailleurs que ce marché est désormais considéré comme dynamique et incontournable.

Ce marché est encore fragmenté, mais aborde une phase de concentration, de nature à y accentuer la concurrence dans un environnement marqué par l'augmentation des prix des machines du fait de la pression de la demande à l'échelle mondiale, et de la difficulté d'obtention des permis de construire sur les terrains les mieux ventés qui sont aussi souvent ceux où les oppositions à l'implantation d'éoliennes sont les plus fortes.

La politique du Groupe dans ce contexte est de se focaliser de manière sélective sur des projets contrôlés par lui et de bonne rentabilité, et de mettre en œuvre une activité de développement et de vente d'actifs au fur et à mesure de la croissance de son portefeuille de projets.

Sur le plan sectoriel, les expertises dans lesquelles il s'est spécialisé sont véritablement au cœur des problématiques marquées par la combinaison des préoccupations énergétiques proprement industrielles (recherche de bons rendements) géopolitiques (substitution autant que possible de ressources locales et renouvelables aux ressources importées et épuisables) et environnementales (objectif de réduction des émissions atmosphériques génératrices d'effet de serre).

C'est le cas pour la maîtrise de la technologie des centrales thermiques de petites et moyennes dimensions dont l'usage est incontournable dans les pays et zones notamment insulaires non interconnectées, et pour la maîtrise des technologies de la cogénération et de la bio-énergie qui permettent d'optimiser les rendements et de valoriser la biomasse disponible sur place.

C'est encore le cas pour la maîtrise des technologies de production d'électricité d'origine solaire ou éolienne que tous les Gouvernements désormais entendent encourager par des régimes réglementaires et fiscaux incitatifs, spécifiquement conçus pour en élargir les marchés.

2.2 Des avantages concurrentiels particuliers sur le marché en expansion de l'énergie solaire

Le Groupe est particulièrement bien placé pour exploiter le potentiel du marché en plein essor des centrales solaires photovoltaïques en prenant appui sur la solide expérience qu'il a acquise en 25 ans de la conduite des projets énergétiques complexes, tant Outre-mer qu'en métropole, et de la mise en œuvre de dispositifs réglementaires et fiscaux à caractère spécifique.

Aussi bien a-t-il rencontré des succès rapides après avoir pris en 2006 l'initiative majeure de pénétrer dans ce domaine d'activité. Ses débuts sont très prometteurs, qui se sont traduits dès la fin 2007 par des capacités en exploitation de 2 MW, des capacités achevées en attente de raccordement de 4,3 MW, des capacités en cours de construction de 12,1 MW et des capacités importantes pour lesquelles la maîtrise du foncier (toitures ou terrains) a été sécurisée par la signature de promesses de bail.

Le portefeuille de projets en développement et à l'étude, laisse bien augurer de l'obtention de l'objectif de détention d'une puissance d'au moins 200 MW photovoltaïques en 2012, que le Groupe s'est assigné.

Le Groupe dispose par ailleurs d'un atout concurrentiel considérable avec la garantie de volume et de prix que lui donne le contrat pluriannuel d'approvisionnement en panneaux solaires qu'il a passé avec First Solar, dans un contexte où des pénuries se font jour concernant ces équipements.

2.3 Un modèle économique spécifique, rentable et peu risqué

Le modèle économique mis en œuvre par le Groupe repose sur les éléments fondamentaux suivants :

2.3.1 Le recours quasi-systématique pour la réalisation et l'exploitation de chaque investissement industriel important à des sociétés de projet coordonnées par la société-mère Séchilienne-Sidec S.A.

Celle-ci a vocation à en détenir une part de capital variant de 20 % à 100 % selon divers critères dont la localisation géographique, les réglementations locales, l'intérêt présenté par la présence de partenaires.

L'actionnariat de Séchilienne-Sidec est ainsi généralement exclusif ou fortement majoritaire dans les sociétés d'exploitation des unités de production situées en France métropolitaine et dans les DOM, minoritaire dans celles exploitant les centrales thermiques situées à l'île Maurice.

2.3.2 La conclusion de contrats à long terme avec les exploitants des réseaux de distribution d'électricité

Chaque fois qu'il construit une unité de production d'électricité, la société de projet exploitante conclut un contrat à long terme de fourniture d'électricité avec l'exploitant du réseau : EDF en France, le Central Electricity Board CEB à l'île Maurice.

Chaque contrat est spécifique à un site et à la source d'énergie employée.

Toute l'électricité à produire est ainsi « prévenue » pour de longues périodes

2.3.2.1 Énergie thermique

- Dans les DOM, le Groupe conclut avec EDF des contrats d'une durée de 25 à 35 ans qui lui assurent un flux de recettes régulières à un prix fixé d'avance et incorporant des mécanismes de protection lui permettant de répercuter certains frais variables tels que le prix du combustible, ce qui sécurise la marge d'exploitation. Aucun des contrats d'achat ainsi conclus avec EDF pour les centrales thermiques du Groupe n'arrive à expiration avant 2030.

Le prix d'achat stipulé par ces contrats se compose de deux éléments :

- d'une part, un paiement fixe pour la disponibilité des capacités, paiement qui incorpore la marge bénéficiaire du Groupe (calculée en tenant compte d'hypothèses sur l'évolution de l'ensemble de la masse salariale, des frais de maintenance, des assurances et des coûts de financement sur la durée du contrat). Il est déterminé sur la base d'un taux de disponibilité assorti de primes ou pénalités (bonus/malus) selon que le taux de disponibilité réel est supérieur ou inférieur au taux contractuel, et il est indexé sur les salaires, l'inflation et dans certains cas les taux d'intérêts.





Le taux de disponibilité réel enregistré pour l'application des clauses de bonus/malus a été tous les ans (sauf pour deux centrales pendant un an) supérieur au taux de référence.

- d'autre part, un prix de vente de l'énergie pour l'électricité produite, conçu de manière à répercuter les charges variables et indexé sur le prix du combustible (charbon, bagasse, fioul domestique à la Martinique) et sur certains autres frais variables.

Tous les contrats sauf celui concernant la turbine à combustion du Galion à la Martinique stipulent que les parties peuvent demander leur révision dans le cas où l'économie du contrat subirait une modification sensible du fait de l'intervention d'une nouvelle réglementation (par exemple fiscale, environnementale, technique ou sociale) ou d'un changement d'interprétation de la législation existante.

- À l'île Maurice, les contrats conclus avec le CEB ont une durée de 20 ans et peuvent être prolongés à tout instant par accord entre les parties.

Le premier contrat avec le CEB à arriver à expiration prendra fin en 2025.

Le prix d'achat de l'électricité est fondé sur :

- un paiement pour mise à disposition des capacités qui peut être réduit si le taux de disponibilité de la centrale est inférieur à celui stipulé par le contrat,
- le prix de vente de l'énergie qui est indexé sur le prix des approvisionnements en combustible.

2.3.2.2 Énergie solaire

Dans l'énergie solaire, le Groupe bénéficie de la réglementation faisant obligation à l'exploitant du réseau de distribution d'électricité d'acheter la totalité du courant produit à un prix généralement appelé « tarif de rétrocession au réseau » ou « tarif d'achat » dans le cadre de contrats d'une durée de 20 à 25 ans (20 ans en France).

La première centrale photovoltaïque du Groupe est entrée en service en 2006 et le premier contrat conclu avec EDF pour la fourniture d'électricité d'origine solaire expirera en 2026.

Le tableau ci-dessous récapitule les conditions économiques en vigueur sur les marchés pour lesquels le Groupe a implanté ou vise à implanter des unités de production photovoltaïque.

Il montre que les tarifs de rétrocession sont plus élevés dans les DOM qu'en France métropolitaine, les pouvoirs publics souhaitant la valorisation maximale de l'atout qu'y constitue un fort ensoleillement coïncidant sur place avec les pics de consommation liés à l'utilisation des climatiseurs.

Implantation	Tarifs actuels	Durée du contrat
Départements français d'Outre-mer	Tarif de rétrocession : ~ 400 €/MWh (indexé) Panneaux solaires intégrés au bâti : ~ 550 €/MWh	20 ans
France métropolitaine	Tarif de rétrocession : ~ 300 €/MWh (indexé) Panneaux solaires intégrés au bâti : ~ 550 €/MWh	20 ans
Italie	Panneaux au sol : ~ 420 €/MWh Panneaux solaires intégrés au bâti : ~ 460 €/MWh	20 ans
Espagne	Prix d'achat : ~ 417 €/MWh (indexé) pour les installations d'une capacité entre 100 kW et 10 MW mises en service avant septembre 2008. Montant encore inconnu pour les installations qui seront mises en service après septembre 2008.	25 ans

En France, en vertu des dispositions arrêtées le 10 juillet 2006, le tarif de rétrocession au réseau de distribution de l'électricité s'applique à la première tranche de production de 1500 heures par an et par MW en métropole et 1800 heures dans les DOM. Aujourd'hui, en pratique, cette limitation n'a aucun impact sur le Groupe parce que le rendement autorisé par la technologie qu'il utilise correspond en moyenne à 1300 heures de production par an et par MW de capacité compte tenu des conditions météorologiques prévalant en France.

2.3.2.3 Énergie éolienne

Les sociétés du Groupe exploitant des éoliennes en France exercent cette activité dans le cadre de dispositions législatives et réglementaires qui font obligation à EDF de conclure avec les producteurs d'électricité d'origine éolienne des contrats d'achat d'une durée de 15 ans, à tarif garanti. Ces contrats sont signés après la passation avec EDF d'une convention de raccordement, et tiennent compte des conditions régissant l'achat d'électricité, y compris le tarif de rétrocession applicable, déterminées par les dispositions réglementaires du 8 juin 2001 et du 10 juillet 2006.

En France métropolitaine, où se situent les parcs éoliens construits et exploités par le Groupe, ainsi que les installations actuellement en construction, le tarif de rétrocession applicable aux contrats conclus ou demandés avant l'entrée en vigueur de l'arrêté du 10 juillet 2006 est de 83,8 €/MWh (base 2001) pendant les cinq premières années du contrat et compris entre 30,5 €/MWh et 83,8 €/MWh pendant les dix dernières années (prix en vigueur en 2001, indexés les années suivantes) ; le tarif de rétrocession applicable pour les contrats dont la signature a été demandée postérieurement à l'entrée en vigueur de l'arrêté du 10 juillet 2006 est de 82 €/MWh (base 2006) pendant les dix premières années du contrat et compris entre 26 €/MWh et 82 €/MWh (base 2006) pendant les cinq dernières années.

2.3.3 Le financement de la plus grande partie des besoins des sociétés de projet par crédit-bail ou autre endettement sans recours

Le financement de projet, pour chaque société dédiée à un projet, est le principal moyen par lequel le Groupe finance la construction de ses centrales thermiques et photovoltaïques et de ses installations éoliennes.

Le plus souvent le Groupe possède la majorité du capital des sociétés dédiées aux projets, mais il peut aussi, comme à l'île Maurice, ne détenir qu'une participation minoritaire tout en gardant le contrôle des opérations.

La société dédiée qui porte le projet obtient des financements pour construire la centrale ou le parc éolien concerné sous la forme d'un contrat de location-financement ou d'un prêt bancaire.

Ces financements permettent à l'établissement prêteur de se retourner contre la société porteuse du projet, mais non contre le Groupe, sauf pendant la phase de construction ; cependant le Groupe conclut généralement avec les sociétés dédiées qui portent ses projets des contrats classés dans les engagements hors bilan, contrats au titre desquels la société-mère Séchilienne-Sidec leur fournit des prestations rémunérées. Dans les DOM, le financement par contrat de location-financement, qui est un montage peu risqué, peut en outre donner droit à des avantages fiscaux.

À l'expiration du contrat de location-financement, dont la durée est généralement comprise entre 12 et 17 ans, le Groupe dispose d'une option lui permettant de racheter l'unité de production à l'établissement financier prêteur. Dans de nombreux cas, le Groupe a effectué des dépôts en espèces rémunérés pour garantir l'exercice de ces options d'achat. Il a, en juillet 2007, levé l'option qui lui donnait la faculté de racheter la centrale thermique CTBR-1. Le prochain contrat de location-financement arrivant à échéance expirera en 2010. Il concerne CTG-A.

2.3.4 La couverture des autres besoins de financement du Groupe par l'utilisation du cash-flow interne et complémentirement par un accord de financement d'une durée de 7 ans conclu le 17 février 2006 avec Calyon en qualité d'arrangeur, d'agent et de prêteur

Les modalités principales en sont les suivantes :

- Montant global 135 millions d'euros,
- Décomposition en quatre tranches dont :
 - tranche A de 65 millions d'euros : prêt amortissable destiné au refinancement de la dette existante,
 - trois tranches B, C, D d'un montant cumulé de 70 millions d'euros : prêts destinés au financement de nouveaux investissements et à la couverture du besoin en fonds de roulement.

Au 31 décembre 2007 ces lignes étaient utilisées à hauteur de 79,6 millions d'euros et ont fait l'objet de swap (taux variables contre taux fixes) à hauteur de 73 millions d'euros.

- Taux : Euribor plus 100 points de base.
- Sûretés : nantissement des titres détenus par Séchilienne-Sidec dans CTBR, CTG et CTM.
- Respect sur la période allant jusqu'au 31 décembre 2012 de valeurs ponctuelles pour les deux ratios suivants :
 - le « net interest cover ratio » : ce ratio est défini comme le rapport entre l'EBITDA (résultat opérationnel augmenté des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles) consolidé et le « net cash interest » (charges financières non capitalisables diminuées des produits financiers non capitalisés). Sa valeur au 31 décembre 2007 devait ne pas être inférieure à 3,20 ce qui a été le cas.
 - le « leverage ratio » : ce ratio est défini comme le rapport entre la « dette nette totale » (endettement total diminué de la trésorerie nette et des dépôts) et l'EBITDA consolidé. Sa valeur au 31 décembre 2007 devait être inférieure à 5,95 ce qui a été le cas.

2.3.5 L'intérêt du modèle ainsi mis en œuvre

L'application des diverses composantes du modèle économique retenu entraîne les principales conséquences bénéfiques ci-après :

- Les projets du Groupe engendrent des flux de liquidité récurrents d'une grande visibilité dans le cadre des contrats de longue période assurant une protection efficace contre les mouvements du prix des combustibles, l'instabilité de l'environnement économique et les évolutions de la réglementation, et cantonnant en fait les facteurs de variation de la marge au taux de disponibilité des centrales thermiques.
- Ces projets même ambitieux n'exigent pas une forte mobilisation de capitaux et peuvent être menés à bien, grâce aux techniques de financement employées, en conjuguant une structure financière saine et un rendement sur fonds propres attractif.



2.3.6 Un complément nouvellement apporté au modèle économique : la rotation des actifs au service de l'accélération de la croissance, et de la rentabilité

L'abondance du portefeuille d'opérations en construction et de projets en développement et à l'étude permet une rotation des actifs dont la cession de la participation dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys a été une première application. Cette orientation est génératrice de plus values (plus de treize millions d'euros nets d'impôts et frais dans le cas de La Haute-Lys) et procure des capitaux pouvant être réinvestis dans des nouveaux projets à forte rentabilité.

2.4 Une solide expérience de la conception, du financement, du montage et de l'exploitation de projets

Les équipes du Groupe ont plus de 25 ans d'expérience dans la conception, le développement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'unités de production d'électricité, ainsi que dans l'ingénierie financière, la mise en œuvre de financements sans recours et de dispositifs d'incitation fiscale, tant en France métropolitaine que dans l'Océan indien et dans la zone Antilles Guyane.

Ces équipes, solides et dynamiques, s'étoffent régulièrement à partir d'une politique de recrutement sélective. Leur savoir-faire et leurs compétences techniques les mettent en mesure d'être constamment en mesure d'appréhender les évolutions en gestation et de saisir les nouvelles opportunités dans le secteur en perpétuelle adaptation de l'énergie électrique. Elles assurent par ailleurs au Groupe une qualité d'implantation dans ses zones d'intervention, et une qualité de relations avec les responsables des réseaux électriques, avec les administrations en charge de l'application des dispositions législatives, réglementaires et fiscales régissant son activité, et avec ses fournisseurs, qui lui assurent les meilleures chances de pouvoir développer et réaliser de nouveaux projets.

3. MODES DE PRODUCTION ET D'EXPLOITATION

Dans chacun des secteurs d'activité du Groupe, ses équipes interviennent tout au long du cycle de développement, de construction et d'exploitation des projets.

Au stade de la conception et de la construction

- Conception générale du projet et études de faisabilité technico-économique,
- Choix du site, de la technologie et des équipements,
- Détermination et suivi du budget et du calendrier de réalisation,
- Gestion technique, administrative et juridique :
 - préparation des documents contractuels et autres nécessaires à la réalisation du projet,

- relations avec les Administrations et Autorités compétentes, notamment pour l'obtention des permis et agréments requis,
- négociation des conditions de cession de l'énergie,
- préparation et mise en œuvre des appels d'offres,
- sélection des entreprises participant à la construction,
- coordination des activités des entreprises sur le chantier,
- suivi de la mise en service, des essais, de la réception provisoire,
- contrôle de la réalisation des tests de performance et suivi des garanties contractuelles jusqu'à la réception définitive.

Au stade du financement de la construction

- Création des sociétés de projet,
- Élaboration des modèles financiers et de dispositifs fiscaux validés par les services administratifs compétents,
- Définition des montages financiers,
- Suivi et reporting financiers,
- Négociation des contrats de financement avec les organismes prêteurs,
- Gestion des relations avec les organismes prêteurs et avec les Administrations,
- Négociation avec les assureurs.

Au stade de l'exploitation et de la maintenance

- Recrutement, formation et gestion du personnel,
- Gestion et contrôle des réglages et des opérations de maintenance préventive et curative,
- Gestion physique et comptable de l'ensemble des matières consommables, équipements et pièces de rechange,
- Approvisionnement en combustibles (achat, transport, manutention, stockage),
- Organisation de la logistique,
- Valorisation et commercialisation des mâchefers, cendres et autres co-produits issus du fonctionnement des centrales,
- Choix et supervision des prestataires extérieurs,
- Analyse technique et financière des incidents d'exploitation,
- Mise en place et suivi de l'application des plans de prévention, guides de conduite et procédures d'exploitation,
- Contrôle du respect des normes et bonnes pratiques applicables.

3.1 Modes de développement et d'exploitation des centrales thermiques

Une équipe de développement du projet effectue une analyse approfondie des sites potentiels, fondée sur des considérations techniques, économiques et financières (demande d'énergie à satisfaire, disponibilité, accessibilité, caractéristiques environnementales et coût d'obtention de la disposition des terrains, ressources en eau, conditions d'approvisionnement en combustibles, capacités et coût de raccordement au réseau, etc...).

Cette équipe de développement du projet entre ensuite en contact avec les autorités publiques et organismes concernés pour obtenir les autorisations, permis et licences requis, et le cas échéant les avantages fiscaux prévus par la législation et la réglementation à raison de la nature de l'activité et/ou du lieu de son exercice.

Elle négocie également avec le réseau électrique la conclusion de contrats d'achat d'électricité lorsque, comme c'est le cas généralement, le projet est développé sur une base négociée (la Turbine à combustion du Galion à la Martinique est la seule installation thermique du Groupe à avoir fait l'objet d'un contrat au contenu prédéterminé par un appel d'offres lancé par le Gouvernement). Il appartient ensuite à EDF de soumettre le contrat pour validation à la commission de régulation de l'énergie afin de bénéficier de la couverture des surcoûts de production propres aux zones insulaires non interconnectées dans le cadre des mécanismes de compensation des charges de service public.

L'équipe de développement de projet est chargée de la conception de la centrale et du choix de la technologie et des équipements qui seront utilisés. Il est recouru aux technologies de la cogénération et de la bio-énergie chaque fois que possible, en fonction des disponibilités en biomasse (l'offre de bagasse par les sucreries n'étant pas illimitée). Dans le cas des opérations réalisées sur appels d'offres, le cahier des charges peut imposer des spécifications particulières qui doivent être respectées.

Une fois que la construction d'une centrale a été décidée et un budget fixé, la réalisation est effectuée par une société de projet dédiée, qui recourt généralement à la maison-mère du Groupe Séchillienne-Sidec comme maître d'ouvrage délégué ou assistant à maître d'ouvrage, et utilise une société externe d'ingénierie en qualité de maître d'oeuvre.

Le mécanisme de financement est négocié avec les Établissements financiers, et la détermination des mesures d'incitation fiscales applicables précisée avec les administrations compétentes (dans le cadre en France de procédures de demande et délivrance d'agrèments).

Lorsque la construction est achevée, des tests de performance sont effectués afin de s'assurer du bon fonctionnement des équipements, et l'on vérifie la conformité de la centrale à l'ensemble des réglementations applicables en termes de sécurité et de respect de l'environnement ainsi qu'aux prescriptions des conventions de raccordement.

En règle générale, la durée de développement d'une centrale thermique depuis la phase d'identification du projet jusqu'à la mise en service est de trois à quatre ans. Elle a tendance à s'allonger au stade des démarches et procédures à caractère administratif.

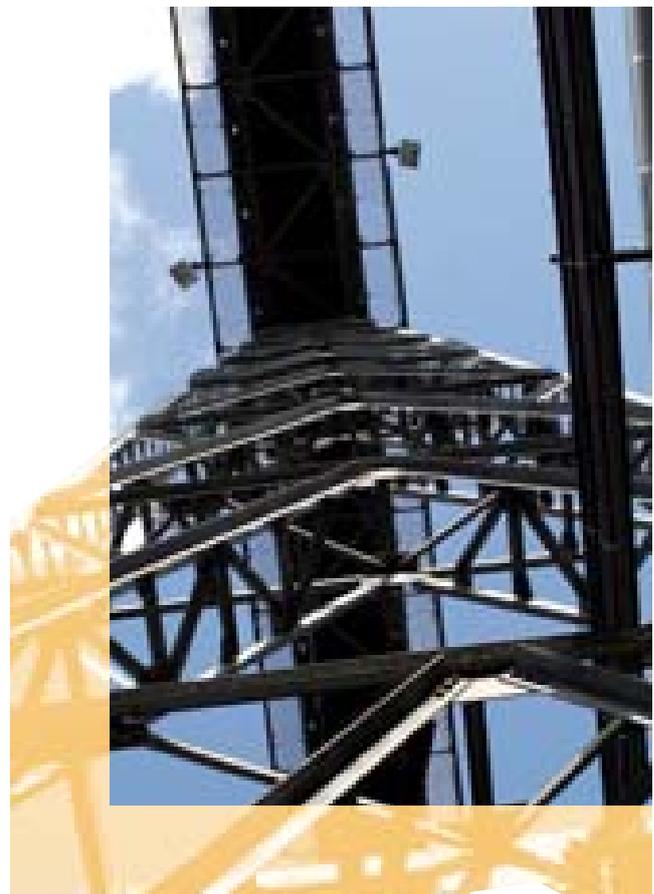
La Société de projet assure après la mise en service l'exploitation de la centrale, pour laquelle elle recourt usuellement à des prestations de la part de sociétés de services du Groupe, et de la société-mère Séchillienne-Sidec pour certains services techniques, financiers, administratifs et comptables notamment. Séchillienne-Sidec supervise la maintenance des installations, contrôle la performance technique et s'assure du caractère optimal des conditions de fonctionnement. Elle fournit une assistance particulièrement étoffée dans la gestion de la « logistique » du charbon pour laquelle elle s'est dotée d'une forte expertise concernant les achats de ce combustible (en provenance d'Afrique du Sud dans la zone océan indien

et de pays latino-américains dans la zone Caraïbes), l'affrètement des bateaux le transportant, son stockage dans les ports d'arrivée et son acheminement jusqu'aux centrales par camions parfaitement étanches, tandis que certaines autres sociétés du Groupe spécialisées dans la valorisation et la commercialisation de résidus de combustion font bénéficier les exploitants de ces centrales de leurs compétences. Séchillienne-Sidec intervient également de façon importante pour la gestion comptable et administrative, le recrutement et la formation des personnels, la mise en place des plans de prévention des accidents, la définition et le contrôle de l'application des procédures opérationnelles, le contrôle du bon respect des normes de sécurité, sanitaires et environnementales.

3.2 Modes de développement et d'exploitation des centrales photovoltaïques

Dans ce secteur d'activité, l'emplacement des projets est choisi en fonction des données météorologiques relatives à l'ensoleillement, du régime réglementaire (obligations d'achat du réseau et tarif de rétrocession applicable) et fiscal (avantages fiscaux liés à l'activité et/ou à la localisation), de la disponibilité et de la proximité des points de raccordement au réseau, ainsi que de la disponibilité en terrains ou toitures louables à bail.

Le Groupe met en place une société de projet chargée d'obtenir la location des terrains ou toitures, de déposer l'ensemble des demandes d'autorisation d'exploiter, de permis de construire et de connexion au réseau sous le régime de l'obligation d'achat par celui-ci de l'électricité produite. Parallèlement est mis au point le financement assuré à 80 % ou davantage par de la dette sans recours et sont entreprises les démarches nécessaires auprès de l'administration fiscale.





L'équipement d'une centrale photovoltaïque comporte :

- Des panneaux solaires reliés entre eux et constitués de cellules photovoltaïques composées d'un matériau semi-conducteur (silicium ou autre). Lorsque les photons de la lumière frappent ces cellules, ils transfèrent leur énergie aux électrons de ce matériau. Ceux-ci se mettent en mouvement en créant un courant électrique continu dont l'intensité est fonction de l'ensoleillement. L'énergie radiative du soleil est ainsi directement transformée en énergie,
- Des onduleurs qui transforment le courant continu produit par les panneaux solaires en courant alternatif,
- Des transformateurs conçus pour porter la tension aux normes du réseau électrique de raccordement.

Les panneaux sont soit installés en toiture de bâtiments, soit montés en série sur des châssis métalliques posés sur le sol et inclinés suivant un angle permettant de maximiser l'exposition solaire.

La société de projet organise l'approvisionnement, le montage et la liaison entre eux des divers éléments, en recourant usuellement à des sociétés de service dont certaines peuvent faire partie du Groupe (par exemple Elect'Sécurité à la Martinique) et d'autres lui être externes.

En règle générale, la durée de développement d'une centrale photovoltaïque, de la date de signature du contrat de location conditionnel de la toiture ou du terrain jusqu'à la mise en service de l'installation, est de un an pour les projets en toiture, et deux ans pour les centrales au sol. Cette durée est donc sensiblement plus courte que celle qui caractérise les projets thermiques et éoliens.

3.3 Modes de développement et d'exploitation des parcs éoliens

Pour choisir les sites de ses parcs éoliens, dont la sélection revêt une importance capitale, le Groupe fonde son analyse sur de nombreux critères, notamment la direction, l'intensité et la régularité des vents, la topographie, les contraintes environnementales, la proximité du réseau électrique, les distances par rapport aux constructions ou habitations voisines, les effets éventuels sur la flore et la faune locales. Depuis juillet 2007, ne sont étudiés en France que les sites situés dans une zone de développement éolien ZDE, où les opérateurs de distribution sont astreints à l'obligation d'achat instituée par la loi.

Lors de l'étape suivante du processus de développement, le Groupe effectue une étude technique pour mesurer avec précision les

conditions de vent en utilisant des mâts munis d'anémomètres, érigés à différentes hauteurs, et une étude environnementale pour apprécier les effets qu'aura le projet sur la flore et la faune sur une période d'au moins une année. Ces éléments viennent à l'appui des demandes qu'il dépose pour obtenir les autorisations et permis de construire requis, dont l'instruction donne lieu à des auditions publiques en vue de consulter la population environnante.

Parallèlement est organisé le dispositif de financement, en recourant pour l'essentiel à de l'endettement sans recours selon le modèle économique du Groupe.

L'opération de réalisation de chaque parc s'effectue dans le cadre d'une société de projet créée à cet effet, et en recourant en particulier à un fabricant de turbines éoliennes et une entreprise de construction soigneusement sélectionnés.

Le choix du type et du fabricant de turbine s'effectue en fonction de plusieurs critères, à savoir les conditions de vent sur le site, les performances économiques et de prix des produits, leur niveau de garantie, les éventuels contrats de maintenance offerts par les fournisseurs, ainsi que les dates de disponibilité et les délais de livraison des matériels.

L'entreprise de construction retenue prépare le terrain (travaux d'excavation, de nivellement du site, d'installations des socles de réception des mâts et des routes d'accès) puis procède à l'installation des mâts et à celle des turbines et générateurs, et à la pose des câbles de liaison avec le réseau électrique.

Le Groupe s'assure de la conformité de l'installation aux exigences techniques et administratives et à toutes les dispositions régissant le raccordement au réseau.

En règle générale, le développement d'un parc d'éoliennes s'étend sur une période d'environ quatre à cinq ans depuis la date à laquelle le contrat de location d'un terrain approprié est obtenu jusqu'à celle de mise en service.

Pour l'exploitation qui suit la phase de construction et de mise en place, la société de projet s'adresse au Groupe pour des prestations diverses.

La législation relative à l'obligation d'achat imposée à EDF prévoit que dans l'hypothèse où la production dépasse la capacité d'absorption du réseau, l'électricité apportée par le dernier producteur raccordé n'est pas achetée. C'est pourquoi, lors de l'analyse initiale du développement de tout projet, le Groupe attache la plus grande attention à déterminer si le réseau local aura une capacité suffisante pour accepter la totalité de l'électricité à produire.

Le Groupe entend tirer pleinement parti du fort potentiel de croissance des segments du marché de l'électricité sur lesquels il s'est particulièrement positionné, pour mener à bien de nouveaux projets conformes à son modèle économique qui a fait ses preuves.

Il s'agit donc pour lui de mettre en œuvre d'importants relais de croissance, dans le cadre même de son cœur de métier, en se situant à la pointe des évolutions qu'y introduit l'émergence des énergies renouvelables et en adaptant à cette démarche le périmètre géographique de ses activités.

Cette orientation doit se conjuguer avec la poursuite de la politique de limitation des risques concrétisée notamment par le caractère globalement très sécurisant tant des contrats à long terme passés avec les réseaux électriques, que des mécanismes de financement faisant la plus large part à l'endettement de projet sans recours.

Le Groupe prévoit ainsi d'investir dans de nouvelles unités de production électrique, jusqu'en 2012, près de 1 150 millions d'euros dont plus de 80 % sur financements de projet.

Les points d'application de ces investissements seront les suivants :

Centrales thermiques

Le Groupe prévoit de construire des capacités supplémentaires totalisant une puissance d'environ 180 MW, pour mise en service échelonnée à partir de la fin 2010, moyennant un investissement évalué à 400 millions d'euros. Ces unités seraient implantées à la Guadeloupe, La Réunion, la Martinique et l'île Maurice.

Après la signature déjà acquise d'un premier contrat pour une centrale de 38 MW à la Guadeloupe, la signature en 2008 et 2009 de contrats pour une puissance d'environ 100 MW constitue un second objectif dans cette perspective.

Installations photovoltaïques

Le Groupe mobilisera ses compétences et s'appuiera sur l'important contrat d'approvisionnement en panneaux de prix décroissants garantis qu'il a conclu avec First Solar pour accélérer son développement sur les marchés clés où il bénéficiera de conditions climatiques propices et d'un régime réglementaire et fiscal favorable : il privilégie à cet égard les DOM y compris la Guyane française, la partie méridionale de la France métropolitaine, l'Espagne et l'Italie.

Il est prévu de lancer en 2008 la construction d'installations représentant une puissance d'environ 30 MW puis ensuite celle d'installations d'une puissance de 40 MW par an, de manière à atteindre en 2012 une capacité installée supplémentaire de 200 MW pour un investissement total évalué à 650 millions d'euros.

Parcs éoliens

Le Groupe a l'intention d'appliquer une politique de développement sélective dans ce domaine, caractérisé au cours des dernières années par le renchérissement du coût et l'allongement des délais de livraison des machines, ainsi que (spécialement en France), par la raréfaction des disponibilités en terrains bien ventés et acceptables sur le plan de l'environnement et par la lourdeur des procédures d'instruction des demandes de permis de construire.

Son objectif est de mettre en service au moins 15 MW de capacité par an jusqu'en 2012 pour un investissement total avoisinant 100 millions d'euros.

Actuellement, les nouveaux projets à l'étude portent sur une capacité totale d'environ 210 MW sur lesquels 10 MW ont donné lieu à l'attribution de permis de construire et 48 MW font l'objet de demandes de permis de construire en cours d'instruction.

Sur cette politique sera greffée une activité de promoteur conjuguant développement et cession d'actifs au fur et à mesure de la croissance du portefeuille de projets.





Le Groupe démontre son engagement à contribuer au développement durable (défini par l'ONU comme répondant aux besoins du présent sans compromettre la capacité des générations futures à répondre aux leurs) en privilégiant systématiquement dans l'exercice de son métier de producteur d'électricité, les solutions fondées sur l'emploi de sources propres et renouvelables, autant que le permet la disponibilité de ces ressources au regard de la demande à satisfaire.

1. DANS LE DOMAINE THERMIQUE : L'UTILISATION MAXIMALE DE LA BAGASSE

Dans les DOM et à l'île Maurice où se trouvent situées toutes ses centrales thermiques, le Groupe s'est fixé pour objectifs le traitement de toute la bagasse que peuvent lui fournir les sucreries locales, et la construction exemplaire sur le plan environnemental des centrales classiques qu'exige ou qu'exigera encore la couverture des besoins de courant.

Les principes de développement retenus et appliqués reposent ainsi sur la promotion de la bio-énergie via le recours au combustible bagasse, et sur l'optimisation du rendement énergétique via la mise en œuvre de techniques avancées et la pratique d'une politique de maintenance appropriée.

L'une comme l'autre de ces deux orientations permettent de réduire au minimum incompressible l'utilisation des combustibles importés épuisables et qui contribuent à l'effet de serre.

La seule utilisation en 2007, dans les centrales bicom bustibles bagasse/charbon du Groupe de 1 177 538 tonnes de bagasse, dans

les DOM et à l'île Maurice, a permis d'éviter la consommation d'environ 390 000 tonnes de combustible fossile-charbon ou 235 000 tonnes de combustible fossile pétrole.

1.1 Dans les unités de production en service depuis plusieurs années, les niveaux d'émission (rejets gazeux, solides ou liquides) restent très inférieurs aux normes exigées.

Ainsi :

- les poussières sont piégées par un double système (dépoussiéreur multi-cyclone et dépoussiéreur électrostatique) et les effluents gazeux mesurés atteignent 10 mg/m³ en fonctionnement à la bagasse, un niveau très inférieur aux 100 mg/m³ autorisés, et 30 mg/m³ en fonctionnement au charbon, au regard des 50 mg/m³ autorisés,
- pour les rejets d'oxyde de soufre (SOx), l'utilisation du charbon à basse teneur en soufre permet d'assurer le respect des prescriptions, soit 1 550 mg/m³,

- pour les rejets d'oxyde d'azote (NOx), les émissions se situent en-dessous des 650 mg/m³ autorisés, grâce aux techniques de combustion mises en œuvre.

1.2 Concernant les nouveaux projets, la conception est toujours guidée par la préoccupation d'allier amélioration de rendement et améliorations environnementales. Les principes adoptés pour chaque projet sont en effet constamment dominés par :

- la recherche des plus faibles consommations de combustible (maximisation du rendement du cycle thermique, choix de technologie de la chaudière la mieux adaptée à la puissance nécessaire et présentant le rendement de combustion le plus élevé possible),

- la recherche de technologies minimisant les rejets gazeux pour respecter la réglementation des Grandes Installations de Combustion (GIC) et les évolutions toujours plus contraignantes de cette réglementation dans les îles des départements d'Outre-mer,

- et la recherche de minimisation de consommation des eaux brutes, de manière à limiter l'utilisation de ressources naturelles.

Ces principes de respect de l'environnement et d'efficacité énergétique ont été appliqués à la centrale électrique CTBR-2 à la Réunion mise en service fin 2004. La technologie sélectionnée pour la chaudière a permis d'obtenir les résultats suivants :

- la diminution de 1 550 mg/m³ à environ 710 mg/m³ de la teneur en oxyde de soufre (SOx) dans les rejets gazeux, grâce à l'injection de chaux éteinte au niveau du foyer, et

- la réduction de 550 à 300 mg/m³ de la teneur en cycle d'azote (NOx).

Ces mêmes principes ont également été appliqués durant la phase de développement de projet pour la centrale CTG-B à la Réunion. Les spécifications de cette nouvelle unité mise en service fin 2006 vont dans le sens d'une performance encore accrue notamment par :

- l'augmentation des caractéristiques du cycle vapeur pour diminuer les consommations spécifiques de combustibles,

- la mise en place d'un dispositif de désulfuration des fumées ramenant les émissions d'oxyde de soufre (SOx) jusqu'à 655 mg/m³,

- le retour à des technologies rendant valorisable chacun des produits de rejets solides,

- le choix d'une chaudière à charbon pulvérisé pour abaisser l'émission de monoxyde de carbone (CO) par rapport à celle des autres technologies alternatives,

- des technologies de combustible à faible émission d'oxyde d'azote,

- et l'utilisation de brûleurs bas NOx.

En outre, lors de la construction de la centrale CTG-B, le Groupe a mis en œuvre une politique constante d'analyse de la propreté des gaz et des liquides afin d'être en mesure de contrôler les rejets de l'ensemble des centrales, anciennes comme nouvelles, sur le site du Groupe à la Réunion.

Le Groupe a défini une politique consistant à utiliser des technologies à meilleur rendement et les moins polluantes. Ainsi, la turbine à combustion, mise en service par le Groupe sur le site du Galion à la Martinique, a été conçue par General Electric, elle est issue des technologies de l'aviation et offre des rendements bien supérieurs à ceux des turbines industrielles classiques. Le Groupe a implanté cette centrale à proximité d'un bassin cannier, dans la perspective de la mise en place ultérieure d'installations utilisatrices de bagasse.

1.3 Par ailleurs, l'ensemble des centrales thermiques en exploitation du Groupe sont équipées de tours aéroréfrigérantes, dont l'activité bactérienne fait l'objet d'une surveillance étroite en conformité avec les dispositions législatives relatives à la prévention de la légionellose. Les projets actuellement à l'étude (à la Réunion) ou en phase de pré-construction (à la Guadeloupe) ne comportent pas ces équipements, mais des systèmes aéro-condenseurs.

Le Groupe récupère les sous-produits de la combustion, tels que la cendre de bagasse qui est utilisée à la fois comme amendement calcique et comme engrais naturel ainsi que le gypse, qui est valorisable dans les matériaux de construction.

1.4 Données concernant les éléments environnementaux des centrales thermiques de Séchilienne-Sidec dans les DOM

	2006	2007
Consommation d'énergie		
Charbon <i>En milliers de tonnes</i>	714	833
Bagasse <i>En milliers de tonnes</i>	700	642
Fioul domestique <i>En milliers de tonnes</i>	-	6
Consommation d'eau		
Eau brute <i>En milliers de m³</i>	6 573	7 337
Eau déminéralisée <i>En milliers de m³</i>	273	232
Rejets dans l'air - émissions gazeuses		
Poussières <i>En tonnes</i>	152	157
CO ₂ <i>En milliers de tonnes</i>	1 761	2 059
SO ₂ <i>En tonnes</i>	8 522	7 271
NO ₂ <i>En tonnes</i>	4 278	4 057
Rejets liquides <i>En milliers de m³</i>	1 524	1 749
Résidus solides <i>Exprimés en valeur brute</i>		
Scories <i>En milliers de tonnes</i>	64	71
Cendres <i>En milliers de tonnes</i>	100	113



1.5 Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Les centrales thermiques du Groupe Séchilienne-Sidec implantées dans les DOM figurent parmi les exploitations auxquelles sont affectés des quotas d'émission de gaz carbonique (CO₂).

Les quotas attribués pour 2007 l'ont été dans le cadre du premier plan national d'allocation de quotas « PNAQ I » couvrant la période 2005-2007.

Le tableau ci-dessous indique les quotas 2007 ainsi attribués respectivement à la Compagnie Thermique de Bois-Rouge CTBR, la Compagnie Thermique du Gol CTG, la Compagnie Thermique du Moule CTM et la Compagnie de Cogénération du Galion CCG, par l'arrêté du 25 février 2005 modifié. Il indique également les quantités de CO₂ effectivement émises en 2007.

Exploitants	Allocations 2007 <i>En Tonnes de CO₂</i>	Emission 2007 <i>En Tonnes de CO₂</i>
CTBR	826 361	810 676
CTG	846 520	784 371
CTM	402 428	445 180
CCG	51 165	18 500
Total	2 126 474	2 058 727

À partir de 2008 sera mis en œuvre le second plan national d'allocation de quotas « PNAQ II », couvrant la période 2008-2012. Ce plan, concrétisé par l'arrêté modifié du 28 juin 2007, attribue à tous les allocataires des quotas en diminution très sensible. Cette baisse est plus particulièrement marquée pour les producteurs d'énergie (parmi lesquels figurent les exploitants du Groupe) en raison de leur absence d'exposition à la concurrence extracommunautaire.

Il y a lieu de mettre au regard de ce constat :

- D'une part, le rappel de l'existence dans les contrats signés avec EDF en 2003 et 2004 pour les centrales CTG-A, CTM, CTG-B, CTBR-1 et CTBR-2, d'une clause de maintien de l'équilibre économique en cas de survenance de circonstances non prises en compte au moment de leur conclusion et affectant cet équilibre de façon significative.

- D'autre part, le rappel de ce que la commission de régulation de l'énergie a répondu à l'une des questions posées par des candidats potentiels à l'appel d'offres gouvernemental pour l'implantation d'une turbine à combustion à La Martinique (et qui a été remporté par la CCG), en faisant état du même principe du maintien nécessaire de l'équilibre économique contractuel.

- Enfin, l'inclusion dans le contrat d'achat d'électricité concernant la future centrale de Caraïbes Énergie, en cours de validation par la commission de régulation de l'énergie à la fin 2007 d'un dispositif limitant le coût que pourrait induire, après sa mise en service en 2010, l'obligation d'acquiescer des quotas pour compléter une éventuelle insuffisance d'allocation.

2. DANS LE DOMAINE SOLAIRE ET DANS LE DOMAINE DE L'ÉOLIEN

Ces formes de production d'énergie indéfiniment renouvelables ne contribuent pas à l'effet de serre et ne génèrent pas de résidus préjudiciables en termes d'environnement. C'est d'ailleurs, avec le souci d'adaptation à un contexte de tendance à la raréfaction et au renchérissement des énergies fossiles et d'abord des

hydrocarbures, l'une des raisons expliquant le développement rapide de leur marché.

2.1 Concernant l'énergie solaire, ses mérites environnementaux sont à la racine des dispositions visant à en encourager l'emploi, prises dans de nombreux pays sous des formes variées, et en particulier en France au travers de l'obligation d'achat imposée au réseau à des tarifs fixés en dernier lieu par l'arrêté du 7 juillet 2006.

Cet arrêté s'inscrit dans la ligne fixée par la Directive européenne du 27 septembre 2001 qui vise pour la France 500 MW de capacité photovoltaïque installée d'ici à la fin de l'année 2015.

L'évolution constatée au cours des dernières années traduit une croissance spectaculaire. Le tableau ci-dessous, extrait d'un communiqué de presse de l'ADEME du 5 novembre 2007 en rend compte.

En MW	Capacité installée du photovoltaïque en France					
	2002	2003	2004	2005	2006	△ 2002-2006
Puissance cumulée totale	17,2	21,1	26	33	45	161%
Puissance cumulée connectée au réseau	1,2	3,8	8	15	27	+ 2100 % (= x 21)

Environ la moitié de la capacité installée en 2006 l'était dans les DOM.

Le souhait d'un développement puissant et rapide de l'énergie solaire est particulièrement fort dans les DOM, où les responsables politiques comme la population sont conscients de l'atout que représente localement cette forme d'énergie en termes de développement durable. Ce sont en effet des régions où le coefficient d'ensoleillement est élevé, où de surcroît les heures d'ensoleillement maximum coïncident avec les pointes de consommation d'électricité provoquées par l'usage des climatiseurs et où il n'existe aucune source d'énergie fossile, pétrole, gaz ou charbon, ce qui crée une dépendance importante et mal ressentie envers les importations de produits énergétiques.

En devenant le premier producteur d'énergie photovoltaïque dans ces territoires, le Groupe y a conforté la fonction d'intervenant majeur dans la mise en œuvre de processus de développement durable qu'il tenait déjà de l'exploitation des centrales thermiques bi-combustibles bagasse/charbon.

2.2 Concernant l'énergie éolienne l'intérêt de cette forme d'énergie au regard de la problématique du développement durable explique aussi qu'elle soit, comme l'énergie solaire, encouragée par les Pouvoirs Publics dans de nombreux pays.

En France, un dispositif d'obligation d'achat a été mis en place, et l'arrêté du 7 juillet 2006 définissant la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité préconise la mise en service d'ici au 31 décembre 2015 d'une importante capacité éolienne supplémentaire afin que les énergies renouvelables assurent 21 % de la consommation intérieure brute d'électricité.

Cette puissance est de 17 000 MW, dont 13 000 à terre et 4 000 en off shore.

Le caractère extrêmement ambitieux de cette perspective ressort du rappel de la puissance éolienne effectivement installée en France fin 2005 (757 MW), fin 2006 (1635 MW) et fin 2007 (2455 MW).

Pour chaque projet éolien, le Groupe recherche systématiquement les solutions les plus respectueuses de l'environnement au sens large et l'optimisation de l'intégration paysagère. La construction d'un parc d'éoliennes sur un site donné intervient seulement après la réalisation d'un grand nombre d'études visant à analyser les différentes interactions entre le projet et son environnement, en particulier le paysage, les habitations, la faune et la flore. L'aspect esthétique des éoliennes demeure cependant une appréciation largement subjective.



DOMAINE THERMIQUE

La Réunion

- 99,99 % **Compagnie Thermique de Bois-Rouge** CTBR (SA)
108 MW installés
→ 99,97 % **Exploitation, Maintenance, Services** EMS (SA)
- 64,62 % **Compagnie Thermique du Gol** CTG (SA)
122 MW installés
→ 99,94 % **Sud Thermique Production** STP (SA)
- 51,00 % **Compagnie Industrielle des Cendres et Mâchefers** CICM (SAS)

La Guadeloupe

- 99,99 % **Compagnie Thermique du Moule** CTM (SA)
64 MW installés
→ 99,94 % **Caraïbes Thermique Production** CTP (SA)
- 100 % **Caraïbes Énergie** CE (SAS)
38 MW en préparation
- 99,99 % **Recyclage, Cendres, Mâchefers Industries** RCMI (SA)

La Martinique

- 80 % **Compagnie de Cogénération du Galion** CCG (SAS)
40 MW installés

Île Maurice

- 27 % **Compagnie Thermique de Bellevue** CTBV (Public Limited Liability Cy)
70 MW installés
→ 29,75 % **Coal Terminal Management Cy**
- 25 % **Compagnie Thermique du Sud** CTDS (Public Limited Liability Cy)
35 MW installés
→ 17,06 % **Coal Terminal Management Cy**
- 25 % **Compagnie Thermique de Savannah** CTSAV (Public Limited by shares)
90 MW installés
→ 22,08 % **Coal Terminal Management Cy**
- 62 % **CTBV-Management**

France Métropolitaine

- 4 % **Isergie** (réseau de chaleur)

DOMAINE SOLAIRE

La Réunion et Mayotte

- 95,02 %** **Plexus-Sol** (SAS)
0,248 MW installés en exploitation - 0,227 MW achevés en attente de raccordement
- 95,02 %** **Société de Conversion d'Énergie** SCE (SAS)
1,785 MW installés en exploitation
2,199 MW achevés en attente de raccordement - 4,459 MW en construction
- 50 %** **Power Alliance** SCE (SAS)
2 MW en construction

Guadeloupe et Martinique

- 80%** **Quantum Énergie Antilles** QEA (SAS)
Issue du changement de dénomination de Electroinvest-Antilles
1,887 MW achevés en attente de raccordement - 2,609 MW en construction
- 80%** **Quantum Énergie Habitat** QEH (SAS)
Issue du changement de dénomination de ElectroInvest-Réunion Océan indien
3 MW en construction
- 30 %** **Elect'Sécurité**

Guyane

- 100 %** **ElectroInvest Caraïbes** (SAS)

France Métropolitaine et Etranger

Les activités de prospection, réservations foncières, études et développement conduites en 2007 en France métropolitaine et à l'étranger l'ont été directement par la société-mère Séchilienne-Sidec S.A.

DOMAINE ÉOLIEN

France Métropolitaine

- 100 %** **Éoliennes des Quatre-Vents** EQV (SAS)
 - 100 % **Éoliennes de Marne et Moselle** (SAS)
20,5 MW installés - 12,0 MW en construction
 - 100 % **Éoliennes de Clanlieu** (SAS)
 - 100 % **Espace Éolien du Sud Cambresis** (SAS)
 - 50 % **Éoliennes de Plouigneau** (SARL)
- 100 %** **Éoliennes de Clamanges et de Villeseneux** (SARL)
10 MW en construction
- 100 %** **Éoliennes de Lirac** (SARL)
- 100 %** **Centrale éolienne de la Carnoye** (SARL)
- 100 %** **Éoliennes de la Porte de France** (SAS)



1. SOCIÉTÉS AYANT POUR ACTIVITÉ PRINCIPALE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À PARTIR D'INSTALLATIONS THERMIQUES

1.1 Dans les départements d'Outre-mer

- **Compagnie Thermique de Bois-Rouge - CTBR (SA)**
 - Localisée à la Réunion (commune de Saint-André).
 - Détenue à 99,99 %.
 - Exploitant au 31 décembre 2007 des centrales bagasse/charbon totalisant une puissance de 108 MW.
 - Détentrice de 99,97 % de la société de prestation de services « Exploitation Maintenance et Services » - EMS (SA).
- **Compagnie Thermique du Gol - CTG (SA)**
 - Localisée à la Réunion (commune de Saint-Louis).
 - Détenue à 64,62 %.
 - Exploitant au 31 décembre 2007 des centrales bagasse/charbon totalisant une puissance de 122 MW.
 - Détentrice de 99,94 % de la société de prestation de services « Sud Thermique Production » - STP (SA).
- **Compagnie Thermique du Moule - CTM (SA)**
 - Localisée en Guadeloupe (commune du Moule).
 - Détenue à 99,99 %.
 - Exploitant au 31 décembre 2007 une centrale bagasse/charbon d'une puissance de 64 MW.
 - Détentrice de 99,94 % de la société de prestation de services « Caraïbes Thermique Production » - CTP (SA).
- **Caraïbes Énergie (SAS)**
 - Localisée à la Guadeloupe (commune du Moule).
 - Détenue à 100 %.
 - Préparant l'installation d'une nouvelle unité thermique de production d'électricité d'une puissance de 38 MW.

- **Compagnie de Cogénération du Galion - CCG (SAS)**
 - Localisée à la Martinique (commune de la Trinité).
 - Détenue à 80 %.
 - Exploitant au 31 décembre 2007 une turbine à combustion au fioul d'une puissance de 40 MW répondant aux besoins de pointe, mise en service en avril 2007.

1.2 À l'étranger

- **Compagnie Thermique de Bellevue - CTBV (Public Limited Liability Company)**
 - Localisée à l'île Maurice.
 - Détenue à 27 %.
 - Propriétaire d'une centrale bagasse/charbon d'une puissance de 70 MW.
 - Détentrice de 29,75 % de la société de logistique « Coal Terminal Management Cy ».
- **Compagnie Thermique du Sud - CTDS (Public Limited Liability Company)**
 - Localisée à l'île Maurice.
 - Détenue à 25 %.
 - Exploitant au 31 décembre 2007 une centrale bagasse/charbon d'une puissance de 35 MW.
 - Détentrice de 17,06 % de la société de logistique « Coal Terminal Management terminal Cy ».
- **Compagnie Thermique de Savannah - CTSAV (Public Cy Limited by shares)**
 - Localisée à l'île Maurice.
 - Détenue à 25 %.
 - Au 31 décembre 2007 une centrale bagasse/charbon d'une puissance de 90 MW, mise en service par tranches courant 2007.
 - Détentrice de 22,98 % de la société de logistique « Coal Terminal Management terminal Cy ».

2. SOCIÉTÉS D'APPUI DES SOCIÉTÉS EXPLOITANTES D'INSTALLATIONS THERMIQUES

• Société « Recyclage, Cendres, Mâchefers Industries » RCMI (SA)

- Localisée en Guadeloupe.
- Détenue à 99,99 %.

• Société « Compagnie Industrielle des Cendres et Mâchefers » - CICM (SAS)

- Localisée à la Réunion.
- Détenue à 51 %.

• Société « CTBV Management »

- Localisée à l'île Maurice.
- Détenue à 62 %.
- Exploitant la centrale de Bellevue propriété de CTBV.

3. SOCIÉTÉS AYANT POUR ACTIVITÉ PRINCIPALE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PHOTOVOLTAÏQUE

• Société SCE Société de Conversion d'Énergie (SAS)

- Localisée à la Réunion.
- Détenue à 95,02 %
- Exploitant au 31 décembre 2007 des installations photovoltaïques d'une puissance totale de 1,785 MW (dont 0,005 à Mayotte) et ayant à cette date 2,199 MW achevés en attente de raccordement et 4,459 MW en construction.

• Société Plexus-Sol (SAS)

- Localisée à la Réunion.
- Détenue à 95,02 %.
- Exploitant au 31 décembre 2007 des installations photovoltaïques totalisant une puissance de 0,248 MW et ayant à cette date 0,227 MW achevés en attente de raccordement.

• Société Power Alliance SCE (SAS)

- Localisée à la Réunion.
- Détenue à 50 %.
- Ayant 2 MW en construction au 31 décembre 2007.

• Société Quantum Énergie Antilles - QEA (SAS)

Issue du changement de dénomination de ElectroInvest-Antilles.

- Activité localisée dans la zone des Antilles.
- Détenue à 80 %.
- Ayant au 31 décembre 2007 1,887 MW achevés en attente de raccordement et 2,609 MW en construction.

• Société Quantum Énergie Habitat - QEH (SAS)

Issue du changement de dénomination et de localisation de ElectroInvest Réunion Océan indien

- Activité localisée dans la zone des Antilles.
- Détenue à 80 %.
- Ayant 3 MW en construction au 31 décembre 2007.

• Société ElectroInvest Caraïbes (SAS)

- Activité localisée en Guyane.
- Détenue à 100 %.
- Travaillant prioritairement sur le projet d'implantation d'une centrale photovoltaïque en plain champ de 12 MW à Saint-Laurent du Maroni.

• Société Elect'Sécurité

- Activité localisée à La Martinique.
- Détenue à 30 %.
- Activité de montage d'installations photovoltaïques.

4. SOCIÉTÉS AYANT POUR ACTIVITÉ PRINCIPALE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ÉOLIENNE

• Société « Eoliennes des Quatre-Vents » - EQV (SAS)

- Ayant son siège social à Paris.
- Détenue à 100 %.
- Détentrice de 100 % de la société SAS « Eoliennes de Marne et Moselle » (qui au 31 décembre 2007 exploitait dans les régions Champagne-Ardenne et Lorraine des parcs éoliens totalisant une puissance de 20,5 MW) ainsi que de 100 % de la SAS Éoliennes de Clanlieu, de 100 % de la SAS Espace Éolien du Sud Cambresis et de 50 % de la SARL Sté des Éoliennes de Plouigneau.
- Développant deux projets éoliens dans le sud Arrageois (Pas-de-Calais).

• Société SARL des Éoliennes de Clamanges et de Villeseneux

- Détenue à 100 %.
- Construisant au 31/12/2007 un parc d'une puissance de 10 MW dans le département de la Marne.

• Centrale éolienne de Lirac (SARL)

• Centrale éolienne de La Carnoye (SARL)

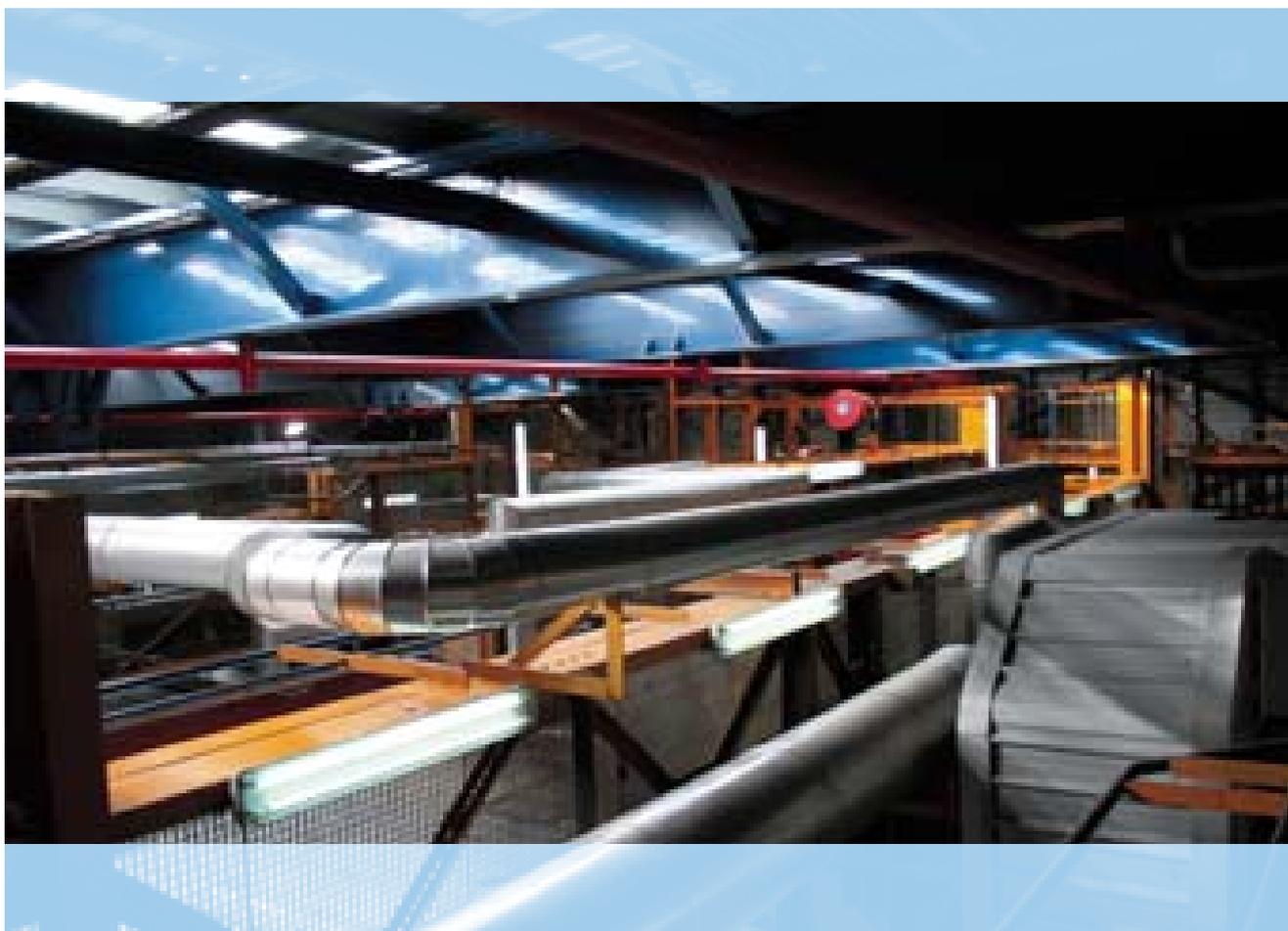
• Éoliennes de La Porte de France (SAS)

Ces trois dernières sociétés sont détenues à 100 % et développent dans plusieurs régions de France métropolitaine de futurs parcs éoliens.

5. AUTRES PARTICIPATIONS

Séchillienne-Sidec détient 4 % de la société Isergie, localisée dans la région Rhône-Alpes, qui exploite un réseau de chaleur.





1. ACQUISITION D'IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET INCORPORELLES AU COURS DES TROIS DERNIÈRES ANNÉES

Acquisition d'immobilisations corporelles et incorporelles

En millions d'euros	2005	2006	2007
	81,9	80,9	78,3

Les principaux projets concernés ont été :

en 2005,

la centrale CTG-B (46,1 millions d'euros), la turbine à combustion du Galion (18,5 millions d'euros), la centrale CTBR-2 (16,9 millions d'euros),

en 2006,

la centrale CTG-B (48,0 millions d'euros), la turbine à combustion du Galion (16,0 millions d'euros), les Eoliennes de Marne et Moselle (9,0 millions d'euros),

en 2007,

le développement photovoltaïque à La Réunion via SCE société de conversion d'énergie et Plexus-Sol (25,4 millions d'euros) et dans la zone Caraïbes via QEA et QEH (16,7 millions d'euros), les Eoliennes de Marne et Moselle (20,8 millions d'euros), la turbine à combustion du Galion (4,6 millions d'euros), la centrale thermique de Caraïbes Énergie (5,4 millions d'euros).

2. PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN COURS POUR 2008

Les investissements budgétés par le Groupe représentent un montant d'environ 150 millions d'euros pour l'année 2008.

Pour financer ces investissements, le Groupe met en place des financements de projet en général sans recours.

En moyenne, le montant des fonds propres n'excède pas 20% de l'investissement total, et les financements sur dettes s'effectuent sur des durées supérieures à 15 ans.

3. PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS PLANIFIÉS EN 2008

- Construction en Guadeloupe de la centrale thermique Caraïbes Énergie qui se prolongera jusqu'en 2010.
- Achèvement en région Lorraine du parc éolien de Niedervisse par la Société des Éoliennes de Marne et Moselle.
- Construction en région Champagne Ardenne du parc éolien de Clamanges et Villeseneux.
- Construction dans les Départements d'Outre-mer, à Mayotte, en Espagne et en Italie d'installations photovoltaïques totalisant une puissance d'environ 30 MW.

XI EFFECTIFS AU SEIN DU GROUPE

1. EFFECTIFS, MOUVEMENTS D'EFFECTIFS EN 2006 ET 2007, RÉPARTITION DES EFFECTIFS SELON DIFFÉRENTS CRITÈRES

	Groupe Séchilienne-Sidec		Séchilienne-Sidec S.A.	
	2006	2007 ⁽¹⁾	2006	2007
Effectif au 31/12	192	225 ⁽¹⁾	34	46
Embauches				
• En CDI	15	26 ⁽²⁾	3	13
• En CDD	9	9	6	5
Total	24	35	9	18
Départs	8	12	5	6
Variation				
• due à la prise en compte en 2007 de l'effectif au 31/12/2006 de CICM intégrée pour la première fois en 2007		+ 10		
• due au solde net des embauches et départs de 2007	+ 16	+ 23	+ 4	+ 12
Répartition de l'effectif entre Hommes et Femmes				
• Hommes	175	206	27	38
• Femmes	17	19	7	8
Total	192	225	34	46
Répartition entre cadres, agents de maîtrise et employés				
• Cadres	43	54	29	39
• Agents de maîtrise	90	93	2	3
• Employés	59	78	3	4
Total	192	225	34	46
Répartition entre personnels postés et non postés				
• Postés	75	75	-	-
• Non postés	117	150	34	46
Total	192	225	34	46
Répartition par ancienneté				
• Inférieure à 9 ans	84	84	20	29
• Comprise entre 9 et 15 ans	88	94	8	11
• Supérieure à 15 ans	20	47	6	6
Total	192	225	34	46

(1) dont 15 dans CICM intégrée globalement pour la première fois en 2007

(2) dont 5 dans CICM dont l'effectif était de 10 agents au 31/12/2006



2. ÉLÉMENTS D'INFORMATION CONCERNANT LA MAIN D'ŒUVRE EXTÉRIEURE, LES HEURES SUPPLÉMENTAIRES ET L'ABSENTÉISME

	Groupe Séchilienne-Sidec		Séchilienne-Sidec S.A.	
	2006	2007	2006	2007
Main d'œuvre extérieure				
• Intérimaires, saisonniers	45	41	-	-
Heures supplémentaires				
• Nombre d'heures supplémentaires	18 036	22 131	-	-
• Ratio heures supplémentaires/ heures travaillées	5,84 %	5,86 %	-	-
Absentéisme				
• Nombre d'heures d'absence	10 735	12 557	1 554	217
• Ratio heures absence/heures travaillées = taux d'absentéisme	3,48 %	3,33 %	2,83 %	0,29 %
Répartition des causes d'absentéisme				
• Accidents du travail et trajet	12,39 %	7,37 %	-	-
• Maladie	72,10 %	69,10 %	100,00 %	100,00 %
• Maternité/paternité	3,15 %	1,73 %	-	-
• Autres	12,36 %	21,80 %	-	-
Total	100,00 %	100,00 %	100,00 %	100,00 %

3. MASSE SALARIALE ANNUELLE

- En 2006 : 14 888 milliers d'euros
- En 2007 : 16 794 milliers d'euros (dont 364 milliers d'euros au titre de CICM, intégrée globalement pour la première fois en 2007).





2. RAPPORT DE GESTION

I DONNÉES RELATIVES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

1. LES ÉVÈNEMENTS MARQUANTS

Echelonnés pendant l'exercice

Renforcement rapide et important du positionnement du Groupe comme intervenant majeur dans le domaine de l'énergie photovoltaïque, traduit par l'évolution :

- des effectifs dédiés à cette branche d'activité,
- du nombre des réservations de toitures et terrains (baux signés et en voie de signature),
- du nombre des chantiers lancés,
- du nombre des chantiers achevés en fin d'année.

Ces réalisations s'ajoutant à celles de 2006, ont permis au Groupe d'avoir au 31 décembre 2007 outre 2 MW en exploitation, 4,3 MW construits et en attente de raccordement,

- du nombre des constructions en cours au 31 décembre 2007 : elles représentaient une puissance totale de 12,1 MW,
- du portefeuille de projets en développement et à l'étude.

Février 2007

Mise en service en région Champagne-Ardenne du Parc Éolien de Vanault-Le-Châtel (8,5 MW) par la société des Éoliennes de Marne et Moselle, EMM, filiale à 100 % de la société des éoliennes des Quatre-Vents elle-même filiale à 100 % de Séchilienne-Sidec SA.

Avril 2007

Mise en service à la Martinique de la turbine à combustion du Galion (40 MW), installation destinée à répondre aux besoins de pointe du réseau, réalisée par le Groupe (Compagnie de Cogénération du Galion, CCG, détenue à 80 %) après le gain d'un appel d'offre lancé par le ministre chargé de l'énergie.

Mai 2007

Mise en service de la première tranche (45 MW) d'une nouvelle unité de production bagasse/charbon à l'île Maurice par la Compagnie Thermique de Savannah détenue à 25 %.

Juillet 2007

- Conclusion avec le fabricant de panneaux photovoltaïques à couche mince First solar d'un contrat garantissant la fourniture de panneaux totalisant 150 MW sur la période 2007-2012.
- Mise en service de la seconde tranche (45 MW) de l'unité de production bagasse/charbon de la CTSAV à l'île Maurice.
- Exercice de l'option d'achat sur la centrale CTBR-1 (62 MW) ouverte à la Compagnie Thermique de Bois-Rouge CTBR par le contrat de crédit-bail qui concernait cette unité.

Septembre 2007

- Expiration du dernier des contrats d'exploitation des installations de cogénération construites au cours des années 1980 en France métropolitaine (contrat avec Rhodia concernant l'installation de Péage de Roussillon, d'une puissance de 13 MW, en région Rhone-Alpes).
- Mise en service en région Lorraine du parc éolien de Bambesch (12 MW) par la société détenue à 100 % des éoliennes de Marne et Moselle EMM.

Novembre 2007

Transmission par EDF à la Commission de Régulation de l'Énergie, pour validation, d'un contrat d'achat d'électricité concernant une

nouvelle unité de production d'une puissance de 38 MW, à réaliser à la Guadeloupe par la filiale du Groupe (détenue à 100 %) Caraïbes Énergie (mise en service prévue à l'horizon 2010).

Décembre 2007

Cession à Gaz de France de la participation minoritaire de 40 % que détenait Séchilienne-Sidec SA dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys, exploitante d'un parc de 37,5 MW, avec effet au 17 décembre 2007.

Souscription à hauteur de 8 116 milliers d'euros à une augmentation de capital de la SAS Quantum Énergie Antilles, QEA.

2. LES FAITS DOMINANTS

L'année 2007 a été marquée comme 2006 par d'excellentes conditions de marche technique et par le remarquable taux de disponibilité des centrales du Groupe, dont aucune n'a connu d'incident.

	Taux de disponibilité		
	2005	2006	2007
Centrales des sociétés consolidées en intégration globale			
CTBR-1	92,47 %	93,37 %	91,51 %
CTBR-2	80,42 %	89,20 %	91,13 %
CTG-A	94,11 %	95,62 %	91,93 %
CTG-B	-	70,63 %	91,90 %
CTM	76,60 %	94,18 %	93,87 %
CCG	-	-	93,95 %
Éoliennes de Vanault-le-Châtel			98,90 %
Éoliennes de Bambesch			Non significatif à raison de la date d'entrée en service
Centrales des sociétés consolidées par mise en équivalence			
Centrale CTBV	94,28 %	94,08 %	92,15 %
Centrale CTDS	-	91,58 %	91,28 %
Centrale de Savannah	-	-	90,93 %
Éoliennes de La Haute-Lys (jusqu'à leur cession en décembre 2007)	98,51 %	98,34 %	96,86 %

3. LES RÉSULTATS DU GROUPE EN 2007

• **Le résultat net consolidé part du Groupe** qui ressort des comptes de l'exercice 2007 s'élève à 63,5 millions d'euros, étant précisé que ces comptes ont été établis selon les normes IFRS :

- En consolidant par intégration globale 20 sociétés filiales : CTBR et EMS, CTG et STP, CTM et CTP, CCG, Caraïbes Énergie, RCMI, CICM, CTBVM, SCE Société de Conversion d'Énergie, Plexus-Sol, Quantum Énergie Antilles, Quantum Énergie Habitat, Éoliennes des Quatre-Vents, Éoliennes de Marne et Moselle, Éoliennes de Clamanges et de Villeseneux, Éoliennes De Lirac, Éolienne de La Carnoye,
- En consolidant par intégration proportionnelle la société Power Alliance,
- En mettant en équivalence les sociétés CTBV, CTDS, et CTSAV, ainsi que, jusqu'à leur cession en date du 17 décembre 2007, la société des Éoliennes de La Haute-Lys et ses filiales.

Le résultat net consolidé part du Groupe de 63,5 millions d'euros est supérieur de 32,9 % à celui (47,8 millions d'euros) ressortant des

comptes 2006 également établis selon les normes IFRS. Il intègre à hauteur de 14,2 millions d'euros la plus value de cession des Éoliennes de La Haute-Lys avant impôt et frais.

Les principales évolutions suivantes sont constatées d'un exercice à l'autre :

- **Les produits des activités ordinaires** consolidés ont progressé de 26,9 % pour atteindre 229,8 millions d'euros. Cette augmentation de 48,7 millions d'euros provient essentiellement de la CTG consécutivement à la mise en service de la centrale CTG-B à la fin de 2006, et de la CCG consécutivement à la mise en service de la turbine à combustion du Galion en avril 2007. Elle est également imputable à hauteur de 1,3 millions d'euros à l'intégration globale de la CICM antérieurement mise en équivalence.
- **Le résultat opérationnel** a progressé de 43,5 % pour atteindre 95,3 millions d'euros.



Parmi les éléments contribuant à cette augmentation de 28,9 millions d'euros figure l'inclusion dans le poste « autres produits opérationnels » de la plus value de cession (14,2 millions d'euros) de la participation dans la société des éoliennes de La Haute-Lys. Celle-ci s'est inscrite dans le cadre de la stratégie énoncée par le Groupe concernant sa branche éolienne qui comporte une activité de développement et de vente d'actifs au fur et à mesure de la croissance de son portefeuille de projets.

Par ailleurs, de même que pour l'exercice clos au 31 décembre 2006 figurait dans les autres produits opérationnels, à hauteur de 12,7 millions d'euros, la partie rétrocédée à la CTG par le GIE Vaynilla Bail de l'avantage fiscal dont les membres de ce GIE ont bénéficié au titre de l'article 217 undecies du code général des impôts dans le cadre du financement de l'unité CTG-B, de même, pour l'exercice clos au 31 décembre 2007 y figure la partie rétrocédée à la Société de Conversion d'Énergie (SCE) et à Plexus-Sol de l'avantage fiscal dont les membres des SNC portant leurs installations photovoltaïques ont bénéficié au titre de l'article 217 undecies ; corrélativement ont été dépréciées les immobilisations incorporelles correspondant aux contrats des sociétés Société de Conversion d'Énergie (SCE) et Plexus-Sol. Le produit net comptabilisé à ce titre est ainsi de 3,4 millions d'euros.

• **Le coût de l'endettement financier** a augmenté de 6,4 millions d'euros passant de 15,0 millions d'euros à 21,4 millions d'euros. Cette variation résulte de :

- La comptabilisation en charges des frais financiers sur les unités de production récemment mises en service CTG-B (3,4 millions d'euros), CCG (1,0 millions d'euros) et EMM (0,3 millions d'euros).
- L'augmentation des frais financiers de Séchillienne-Sidec SA (1,3 millions d'euros) et CTM (0,4 millions d'euros).

• **Les autres produits et charges financiers** ont diminué de 1,2 millions d'euros du fait de la suppression de dépôts-gages rémunérés suite à :

- d'une part l'exercice le 31 juillet 2007 de l'option d'achat sur la centrale CTBR 1 ouverte à la CTBR par le contrat de crédit-bail concernant cette unité,

- d'autre part l'expiration le 30 septembre 2007 du contrat « carbone-bail » concernant l'installation de Péage de Roussillon.

• **La quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence** a diminué de 2,4 millions d'euros.

Cette variation résulte principalement du jeu des dérivés de change incorporés dans les contrats entre les sociétés du Groupe implantées à l'île Maurice et le Central Electricity Board CEB.

• **Le taux effectif d'impôt** ressort à 12,2 % niveau qui s'explique par les spécificités de la fiscalité applicable dans les départements d'Outre-mer.

• **La part des minoritaires** dans le résultat s'élève à 7,7 millions d'euros contre 6,4 millions d'euros en 2006 du fait de l'augmentation des résultats de la CTG dont un coactionnaire détient 35,38 % du capital et de la CCG dont un coactionnaire détient 20 % du capital.

• **Le bénéfice net par action** s'établit à 2,30 euros au lieu de 1,74 euros en 2006 marquant ainsi une progression de 32,2%.

• **La capacité d'autofinancement** avant variation du besoin en fonds de roulement atteint 84,8 millions d'euros contre 67,7 millions d'euros en 2006.

• **Les besoins en fonds de roulement** ont augmenté de 11,9 millions d'euros en raison principalement :

- de l'augmentation des stocks liés à l'exploitation de nouvelles unités,
- de la diminution de dettes envers les fournisseurs qui se situaient à un niveau élevé, lors des phases antérieures à 2007 de pleine activité d'importants chantiers de construction de centrales thermiques,
- du décalage de paiement en 2007 de certaines factures d'électricité échues en fin d'année 2006.

• **Les paiements sur investissements** se sont élevés à 82,3 millions d'euros dont :

- 78,4 millions d'euros d'investissements industriels (au titre de CTG-B, CCG et Caraïbes Énergie dans le domaine thermique, de la construction des Parcs de la SAS des Éoliennes de Marne et Moselle dans le domaine éolien, et de chantiers des sociétés SCE - Société de Conversion d'Énergie, Plexus-Sol, Quantum Énergie Antilles et Quantum Énergie Habitat dans le domaine photovoltaïque),

- 3,9 millions d'euros d'augmentation des actifs financiers (augmentation des dépôts liés au financement des parcs éoliens de la SAS des Éoliennes de Marne et Moselle).

• **Les autres flux d'investissement** correspondent en 2007 pour l'essentiel :

- à des remboursements de dépôts dont 37,6 millions d'euros consécutifs à la levée d'options de CTBR-1 et 3,8 millions d'euros consécutifs à l'expiration du contrat avec Rhodia concernant Péage de Roussillon,

- au prix de cession de la société des Éoliennes de La Haute-Lys, frais financiers et impôts déduits.

• **Les flux nets de trésorerie générés par les activités de financement** ont enregistré un solde de - 14,6 millions d'euros composé principalement par :

- la distribution du dividende décidé par l'Assemblée Générale du 10 Mai 2007 (- 30, 3 millions d'euros),

- les remboursements d'emprunts et dettes financières à hauteur de -59,6 millions d'euros,

- l'émission ou la souscription d'emprunts et dettes financières à hauteur de 74,4 millions d'euros, dont 27 millions d'euros de leasing.

• **Les capitaux propres consolidés** s'élèvent au 31 décembre 2007 à 274,1 millions d'euros à comparer à 227, 3 millions d'euros au 31 décembre 2006.

• **L'endettement net** ressort au 31 décembre 2007 à 392,6 millions d'euros contre 413,4 millions d'euros à la fin de l'exercice 2006.

Hors financement de projets sans recours (348,5 millions d'euros) et préfinancement de nouvelles unités (5,8 millions d'euros), la dette nette s'établit à la fin 2007 à 38,3 millions d'euros à comparer à 74,5 millions d'euros à la fin 2006.

• **L'ensemble de ces données** confirme l'efficacité du modèle de développement mis en œuvre et la pertinence des orientations stratégiques les plus récentes :

- pénétration rapide et importante du marché photovoltaïque,

- introduction (matérialisée par la cession de la participation dans la Société des Éoliennes de La Haute-Lys) dans le modèle économique éprouvé de Séchilienne-Sidec d'une politique de rotation du portefeuille favorisant la croissance et la rentabilité.

4. LA SITUATION DANS CHACUN DES SECTEURS D'ACTIVITÉ DU GROUPE

4.1 La situation dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique

Le tableau ci-dessous présente synthétiquement les caractéristiques de chacune des centrales thermiques exploitées par le Groupe au 31 décembre 2007, qui se trouvent toutes dans des DOM et à l'île Maurice.

Départements d'Outre-Mer français	Type de centrale	Capacité brute En MW	Année de mise en service	Participation En %
Compagnie Thermique de Bois-Rouge (Réunion) (CTBR-1)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	62	1992	99,99 %
Compagnie Thermique de Bois-Rouge (Réunion) (CTBR-2)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	46	2004	99,99 %
Compagnie Thermique du Gol (Réunion) (CTG-A)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	64	1995	64,62 %
Compagnie Thermique du Gol (Réunion) (CTG-B)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	58	2006	64,62 %
Compagnie Thermique du Moule (Guadeloupe) (CTM)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	64	1998	99,99 %
Compagnie de Cogénération du Galion (Martinique) (CCG)	Centrale thermique de pointe au fioul domestique	40	2007	80 %
Sous-total		334		
Hors de France				
Compagnie Thermique de Bellevue (Île Maurice) (CTBV)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	70	2000	27 %
Compagnie Thermique du Sud (Île Maurice) (CTDS)	Centrale de cogénération au charbon	35	2005	25 %
Compagnie Thermique de Savannah (Île Maurice) (CTSAV)	Centrale de cogénération bagasse/charbon	90	2007	25 %
Sous-total		195		
TOTAL		529		



hauteur de 237,963 GWh soit 16 % à partir de la ressource locale et renouvelable qu'est la bagasse, dont elles utilisent toutes les quantités disponibles à La Réunion.

Ce point est d'autant plus important que la Réunion ne dispose d'aucune ressource en énergie fossile ; ses besoins ne peuvent donc être satisfaits que par l'importation de tels combustibles fossiles, fioul et charbon, en dehors de la valorisation du potentiel énergétique local (hydraulicité, biomasse, énergies éolienne et solaire).

La production issue de bagasse de CTBR-1 et CTBR-2 et de CTG-A et CTG-B a en 2007 (année de très mauvaise récolte cannière) représenté près de 10 % de la production totale d'électricité à la Réunion et 27 % de la fraction de cette production totale non issue de combustibles fossiles.

Les tableaux ci-dessous détaillent les chiffres-clés afférents à l'activité des centrales thermiques du Groupe à la Réunion en 2006 et 2007.

LA RÉUNION					
Centrales thermiques	Capacité En MW	Production En GWh		Production issue de bagasse En GWh	
		2006	2007	2006	2007 (*)
		CTBR-1 et 2	108	763,071	721,333
CTG-A et B	122	493,050	769,419	134,946	117,649
Total	230	1256,121	1 490,752	273,340	237,963

(*) Année marquée par une très mauvaise récolte cannière génératrice d'une faible fourniture de bagasse.

4.1.1 La situation dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique à l'île de la Réunion

Le Groupe est présent dans la production d'électricité d'origine thermique à la Réunion depuis 1992.

Il y exploitait, au 31 décembre 2007, à travers les filiales Compagnie Thermique de Bois-Rouge (CTBR) et Compagnie Thermique du Gol (CTG) :

- sur le site de Bois-Rouge, au Nord-Est de l'île, les deux centrales bi-combustibles bagasse/charbon CTBR-1 et CTBR-2 (108 MW au total),

- et sur le site du Gol, au Sud-Ouest de l'île, les deux centrales bi-combustibles bagasse/charbon CTG-A et CTG-B (122 MW au total).

Ces unités ont été construites à proximité des deux usines sur lesquelles s'est concentrée l'industrie sucrière à la Réunion. Ces usines sucrières approvisionnent les centrales en bagasse pendant les campagnes de récolte de cannes, en contrepartie de quoi le Groupe leur livre la vapeur nécessaire à leur fonctionnement et rembourse l'électricité que leur facture EDF (ces contreparties représentent l'équivalent de 10 % de l'énergie générée par les centrales).

Les centrales de la CTBR et de la CTG apportent à la couverture des besoins électriques de l'île une contribution essentielle tant quantitativement que qualitativement :

- quantitativement, leur production en 2007 représente 61 % de la production totale d'électricité à la Réunion (29,5 % pour CTBR-1 et CTBR -2, et 31,5 % pour CTG-A et CTG- B),
- qualitativement leur production a, en 2007, été obtenue à

LA RÉUNION				
Centrales thermiques	Consommation de bagasse En tonnes		Consommation de charbon En tonnes	
	2006	2007	2006	2007
	CTBR-1 et 2	254 793	221 853	344 607
CTG-A et B	269 032	246 692	196 267	327 106
Total	523 825	468 545	540 874	660 247

4.1.2 La situation dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique à la Guadeloupe

Le Groupe est présent dans la production d'électricité d'origine thermique à la Guadeloupe depuis 1998, à travers sa filiale la Compagnie Thermique du Moule (CTM).

Il y exploitait, au 31 décembre 2007, sur le site de Gardel, dans la partie orientale de l'île, la centrale bi-combustible bagasse/charbon CTM.

Cette unité a, comme les autres centrales bagasse/charbon, été construite à proximité d'une sucrerie, celle de Gardel, qui concentre toute l'activité sucrière de l'île principale de l'archipel guadeloupéen. Cette sucrerie l'approvisionne en bagasse en contrepartie de quoi, comme à la Réunion, le Groupe livre à la sucrerie une partie de la vapeur qu'il produit et lui rembourse l'électricité que lui facture EDF. Ces contreparties représentent l'équivalent d'environ 10 % de l'énergie produite par la CTM.

La CTM a en 2007 produit 402,880 GWh, soit environ 25 % de la production totale d'électricité de la Guadeloupe. Sa production issue de bagasse s'est élevée à 74,950 GWh représentant environ 5% de la production totale d'électricité de l'île et environ 33 % de

la fraction de cette production totale issue de sources non fossiles (hydraulique, biomasse, géothermie, éolien, solaire).

LA GUADELOUPE					
Centrale thermique	Capacité En MW	Production En GWh		Production issue de bagasse En GWh	
		2006	2007	2006	2007
CTM	64	409,530	402,880	74,230	74,950

LA GUADELOUPE				
Centrale thermique	Consommation de bagasse En tonnes		Consommation de charbon En tonnes	
	2006	2007	2006	2007
CTM	175 990	173 087	172 762	173 238

4.1.3 La situation dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique à la Martinique

La présence du Groupe dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique à la Martinique est consécutive à un appel d'offres lancé par le Gouvernement français pour l'implantation d'une turbine à combustion de 40 MW destinée à contribuer à la couverture des besoins de pointe du réseau local.

Le Groupe a répondu à cet appel d'offres parce que ce projet lui apparaissait comme une opportunité intéressante d'étendre sa présence géographique en capitalisant sur son expérience du secteur énergétique dans les DOM. De plus, cet appel d'offres permettait aux soumissionnaires de choisir l'emplacement de la Turbine qu'ils proposaient, et le Groupe a choisi un site voisin de la seule installation sucrière encore en fonctionnement à la Martinique, en pensant que cette localisation pourrait ultérieurement lui donner la possibilité de développer sur place un projet de cogénération bagasse/charbon.

Après avoir remporté l'appel d'offres, le Groupe a construit à travers sa filiale à 80 % la Compagnie de Cogénération du Galion (CCG) la Turbine à combustion demandée, qui a été mise en service en avril 2007.

LA MARTINIQUE			
Centrale thermique	Capacité En MW	Production En GWh	Consommation de fioul domestique En tonnes
		2007	2007
Turbine à combustion du Galion	40	20,375	5 873

4.1.4 La situation dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique à l'île Maurice

Le Groupe est présent depuis plusieurs années dans le paysage énergétique mauricien à travers des participations dans plusieurs sociétés. Il détient :

- 27 % de la Compagnie Thermique de Bellevue CTBV qui possède une centrale bagasse/charbon d'une puissance de 70 MW,
- 25 % de la Compagnie Thermique du Sud CTDS qui exploite une centrale de cogénération à charbon d'une puissance de 35 MW,
- 25 % de la Compagnie Thermique de Savannah CTSAV qui a mis en service en 2007 une centrale bagasse/charbon composée de deux tranches de chacune 45 MW,

- 62 % de la Compagnie CTBV-Management, CTBV-M, entreprise spécialisée dans la fourniture de prestations d'assistance technique et de services dans le domaine de la production de vapeur et d'électricité, qui offre des services opérationnels et administratifs à chacune des sociétés prémentionnées et exploite la centrale de Bellevue propriété de CTBV.

Le caractère minoritaire de la plupart des participations prises à l'île Maurice procède du souci de pratiquer le plus largement possible l'association à des partenaires locaux bien au fait de l'environnement économique et réglementaire d'exercice de l'activité. Il tient compte également de la plus grande facilité qu'entraîne ce choix pour l'obtention de l'autorisation gouvernementale d'exercice de cette activité requise des Étrangers.

Le tableau ci-dessous présente le parc de centrales électriques du Groupe en exploitation à Maurice au 31 décembre 2007.

Les centrales thermiques mauriciennes en 2007					
Centrales	Capacité En MW	Date de mise en service	Production En GWh	Consommation de combustibles En tonnes	
				Bagasse	Charbon
CTBV	70	2000	324,903	258 471	151 263
CTDS	35	2005	229,500	-	137 524
CTSAV	90	2007	336,323	277 435	138 235
Total	195		890,726	535 906	427 022

4.2 La situation dans le secteur de la production d'électricité d'origine solaire

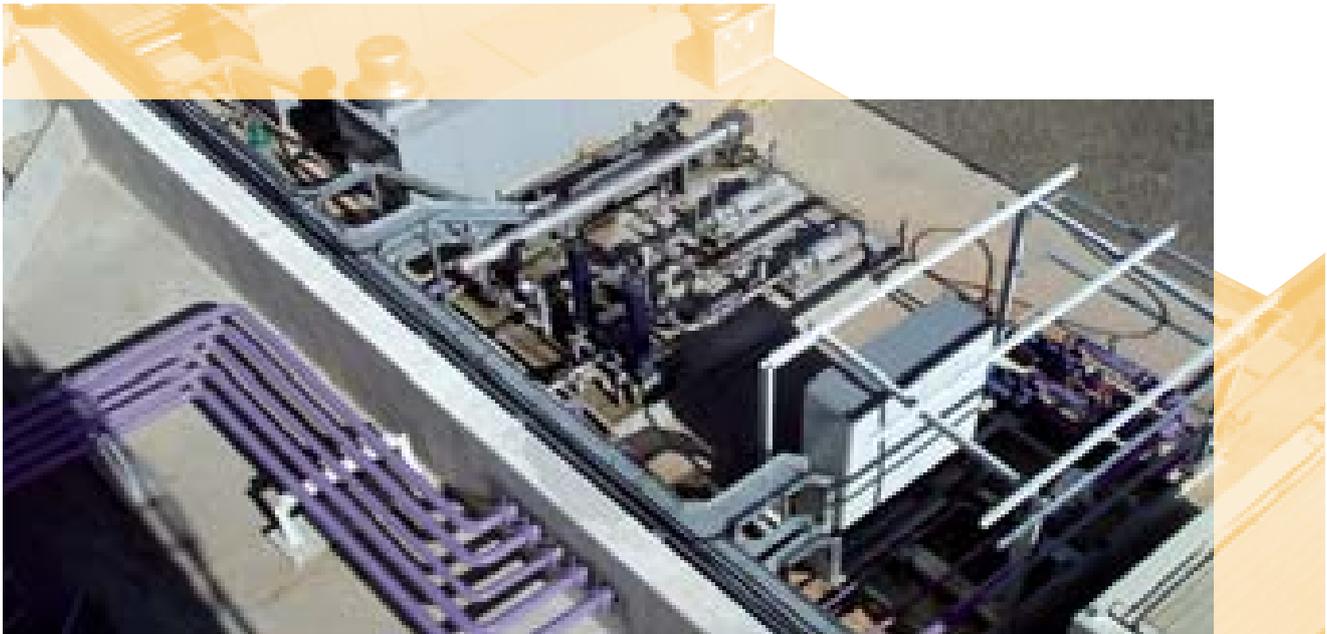
Bien que le Groupe n'ait entrepris de pénétrer dans ce secteur d'activité qu'à partir de 2006, il y a déjà enregistré d'importants succès.

Au 31 décembre 2007, il avait déjà achevé de construire, des installations totalisant une puissance de 6,3 MW (dont 2 MW en exploitation après connexion au réseau), il avait en construction 12,1 MW et disposait d'un important portefeuille de projets en développement et à l'étude.

Parallèlement à cette montée en puissance rapide, et à la conduite d'une activité de prospection et d'obtention de promesses de bail sur terrains et toitures qui s'est avérée très prometteuse, le Groupe s'est préoccupé de sécuriser son approvisionnement en panneaux solaires. Cette sécurisation s'est opérée à travers la signature d'un contrat à long terme non exclusif avec le fabricant First Solar qui a porté sur l'acquisition de panneaux pour une puissance totale de 150 MW sur la période 2007 à 2012, à prix dégressifs garantis. Le montant de l'engagement d'achat pris par le Groupe dans ce contrat pluri-annuel est de 217,5 millions d'euros.

First Solar est une société cotée au NASDAQ, basée à Phoenix en Arizona et disposant de sites de production aux Etats-Unis, en Europe et en Asie. Elle assure la conception et la fabrication de modules photovoltaïques « à couche mince », en utilisant une technologie qu'elle a mise au point qui réduit fortement le coût des matières premières et le coût de production par rapport aux modules les plus courants fabriqués à base de silicium cristallin.

Le contrat conclu avec First Solar permet au Groupe d'acquiescer les modules photovoltaïques à couche mince pour un prix moyen



d'environ 1,45 €/Wc alors que les modules photovoltaïques traditionnels au silicium sont vendus à un prix moyen d'environ 3,00 €/Wc. Le Groupe estime que, même si le rendement des modules à couche mince (environ 100 Watts crête par m²) est légèrement plus faible que celui des modules traditionnels au silicium (environ 130 Wc/m²), l'utilisation des panneaux fournis par First Solar lui procure un atout concurrentiel important dans la mesure où l'avantage économique lié au prix d'achat nettement plus faible des modules surcompense largement le coût lié à la nécessité d'une plus grande surface équipée pour une même puissance installée.

4.2.1 La situation dans le secteur de la production d'électricité solaire dans l'océan indien (la Réunion et Mayotte)

C'est à la **Réunion**, où le Groupe a acquis, en novembre 2006, 95,02 % du capital des deux sociétés SCE Société de Conversion d'Énergie et Plexus-Sol spécialisées dans l'installation et l'exploitation d'équipements photovoltaïques, qu'il a implanté sa première centrale photovoltaïque. Celle-ci est située sur les toitures d'un entrepôt portuaire, Saprim.

Au 31 décembre 2007, la capacité exploitée à la Réunion atteignait 2 MW, la capacité achevée en attente de raccordement 2,4 MW et la capacité en construction 6,5 MW.

À **Mayotte**, le Groupe a construit une installation photovoltaïque pilote de 0,005 MW dont il détient 95 % et qui était en exploitation au 31 décembre 2007.

4.2.2 La situation dans le secteur de la production d'électricité solaire aux Antilles

Le Groupe développe vigoureusement ses activités photovoltaïques à la Guadeloupe et à la Martinique. Il y détient des participations de 80 % dans deux sociétés de construction et d'exploitation de centrales photovoltaïques, Quantum Énergie Antilles QEA (issue du changement de dénomination de la SAS ElectroInvest Antilles) et Quantum Énergie Habitat QEH (issue du changement de dénomination et de localisation géographique de la SAS ElectroInvest Réunion-Océan indien) et une participation de 30 % dans la société de montage d'équipements électriques Elect'Sécurité.

Au 31 décembre 2007, le Groupe avait à la Guadeloupe et à la Martinique des installations achevées en attente de raccordement d'une puissance de 1,9 MW et des installations en construction d'une puissance de 5,6 MW.

4.2.3 La situation dans le secteur de la production d'électricité solaire en Guyane

En Guyane, le Groupe a signé avec la municipalité de Saint-Laurent du Maroni une convention de mise à disposition de terrain pour l'implantation d'une ferme photovoltaïque d'une puissance de 12 MW, en vue d'une mise en service en 2009.

4.2.4 La situation dans le secteur de la production d'électricité solaire en France métropolitaine

Le Groupe a entrepris une vigoureuse action de prospection, de réservations de toitures et terrains, et d'étude de projets, dans plusieurs régions du Sud de la France.

L'étape suivante, à laquelle il passera en 2008, sera marquée par la mise en œuvre des démarches et procédures permettant d'aboutir à l'obtention des permis et autorisations à délivrer par divers services publics et organismes, et à la passation avec EDF de conventions de raccordement et de contrats sous le régime de l'obligation d'achat conformément aux dispositions législatives et réglementaires.

4.2.5 La situation dans le secteur de la production d'électricité solaire en Europe méridionale

• En Espagne, le Groupe a signé un accord avec un partenaire local pour l'achat sous conditions suspensives de sociétés de construction et d'exploitation de centrales photovoltaïques. Les conditions suspensives dont la satisfaction conditionne la mise en œuvre de cet accord sont les suivantes :

- octroi par le Gouvernement des agréments requis,
- accord de la société Endesa (en charge de la distribution d'électricité en Espagne) pour l'accès et le raccordement au réseau,
- obtention des permis de construire et autres licences nécessaires.

Le Groupe escompte que ces conditions soient remplies, au moins pour certaines des sociétés concernées, en 2008.

- En Italie, le Groupe a conclu en décembre 2006 un protocole d'accord avec un partenaire local et il a entrepris, en 2007, une prospection sur quelques sites.

4.3 La situation dans le secteur de la production d'électricité éolienne

Le Groupe a jusqu'ici concentré son activité de développement éolien sur la France métropolitaine.

En 2007 il a mis en exploitation de façon échelonnée le parc de Vanault-le-Châtel (8,5 MW) dans la région Champagne-Ardenne et le parc de Bambesch (12 MW) dans la région de Lorraine, tous deux détenus à 100 % à travers la SAS « Éoliennes de Marne et Moselle ». Il a par ailleurs en fin d'année, cédé à Gaz de France en dégageant à cette occasion une forte plus-value, sa participation minoritaire de 40 % dans le parc de La Haute-Lys (37,5 MW) qui avait été mis en service en 2004 dans la région Nord-Pas-de-Calais.

Au 31 décembre 2007, il détenait ainsi à 100 % un ensemble d'installations représentant une puissance de 20,2 MW dans le quart Nord-Est de la France, et il avait en construction dans la même zone deux parcs destinés à être mis en service en 2008 : Niedervisse (12 MW) en région de Lorraine et Clamanges et Villeseneux (10 MW) en région Champagne-Ardenne.

5. LES PERSPECTIVES POUR 2008 ET AU-DELÀ

- **L'exercice 2008** va être marqué par la mise en service :
 - des nouveaux parcs éoliens de Niedervisse et Clamanges et Villeseneux ,
 - et de nombreuses installations photovoltaïques (centrales achevées et en attente de raccordement fin 2007, et centrales en cours de construction).

Par ailleurs d'importants investissements seront lancés dans la branche photovoltaïque et la réalisation de la centrale de Caraïbes Energie mobilisera fortement la branche thermique du Groupe.

- **Au-delà** Séchilienne-Sidec continue de disposer d'une abondante réserve de croissance future dans ses trois activités, lui permettant d'anticiper une bonne croissance de l'activité et des résultats sur le moyen terme.

6. LES PERSPECTIVES DANS CHACUN DES SECTEURS D'ACTIVITE DU GROUPE

6.1 Les perspectives dans le secteur de la production d'électricité d'origine thermique

Le Groupe compte continuer à renforcer ce secteur d'activité qui est celui par lequel il a commencé il y a plus de 25 ans de devenir un producteur d'énergie.

Il envisage de construire pendant les cinq prochaines années de nouvelles centrales représentant une capacité cumulée d'environ 180 MW dont la mise en service s'étalerait entre la fin 2010 et 2012. L'investissement à ce titre représenterait, comme déjà indiqué,

de l'ordre de 400 millions d'euros dont plus de 80 % financés par dette sans recours.

- **À la Guadeloupe**, un accord a d'ores et déjà été conclu avec EDF pour la construction d'une centrale de 38 MW fonctionnant au charbon à proximité de la centrale existante de CTM, dans la partie orientale de l'île. Cet accord s'est concrétisé par l'établissement d'un contrat d'achat pour l'électricité de la nouvelle unité, contrat qui était au 31 décembre 2007 en cours de validation par la commission de régulation de l'Énergie. La société de projet en charge de cette réalisation est la SAS Caraïbes Énergie, détenue à 100 %. Son objectif est une mise en service en 2010.

Le Groupe étudie en outre les conditions de faisabilité technique et économique de la mise en place d'une petite centrale bi-combustible bagasse/charbon d'environ 15 MW à Marie-Galante, île rattachée à la Guadeloupe où fonctionne une sucrerie, mais de faible capacité et qui ne traite qu'une quantité limitée de cannes.

- **À la Réunion**, les analyses d'EDF et du Groupe convergent pour :
 - Estimer souhaitable la mise en construction de capacités nouvelles supplémentaires significatives, au-delà de l'augmentation de puissance incorporée par EDF dans une opération de réimplantation sur un autre site de certaines de ses installations au fioul déclassées par des contraintes d'environnement.
 - Constaté que ces nouvelles capacités ne pourraient consister que partiellement en équipements hydrauliques, géothermiques, éoliens et photovoltaïques, même dans les hypothèses les plus optimistes sur la rapidité et l'intensité du développement local de ces formes d'énergie.

Le Groupe travaille donc sur le projet de proposer au réseau, pour répondre à ses besoins à l'horizon 2011, l'installation d'une unité de production thermique d'une puissance d'environ 50 MW brut, qui pourrait être localisée non loin des centrales existantes de CTBR-1 et CTBR-2, sur le site de Bois-Rouge qui est déjà un pôle énergétique. La conception de cette unité rendra sa chaudière capable sans nécessiter d'adaptation d'utiliser des quantités significatives de déchets verts et d'intégrer dans son cycle thermique d'autres sources d'énergie thermique (incinérateurs, équipements solaires thermiques...) qui viendraient à être implantées à proximité. En outre cette installation pourra recevoir les adaptations lui permettant d'absorber autant de déchets verts et d'énergie alternative de type biogaz qu'il y en aura de disponibles. Est par ailleurs à l'étude la faisabilité d'y co-incinérer des boues issues de stations de traitement d'eaux.

- **À la Martinique**, des besoins en nouvelles capacités de production électrique sont également identifiés au même horizon, et le Groupe est particulièrement bien placé pour y répondre dans les meilleures conditions, à partir du site du Galion où il exploite déjà une turbine à combustion. En effet, la présence sur le site d'une sucrerie permet de recourir à la technologie très bénéfique pour l'environnement de la cogénération bi-combustible bagasse/charbon, et la localisation du Galion bien placée par rapport aux lignes de transport et de distribution d'EDF minimise les coûts d'extension et d'adaptation du réseau.

Le Groupe a donc conçu et mis à l'étude un projet de construction au Galion d'une nouvelle unité de production bagasse/charbon d'une puissance de 70 MW, qui pourrait être réalisée de manière échelonnée, par tranches de 35 MW.

- À l'île Maurice, le Groupe estime que les besoins nécessitent des moyens de production supplémentaires, et qu'il est bien placé pour réaliser un projet de 25 MW.

6.2 Les perspectives dans le secteur de la production d'électricité d'origine solaire

- Le Groupe considère que le marché de l'énergie solaire est promis à un développement fort et durable du fait de la conjonction des principaux facteurs suivants :

- raréfaction et renchérissement inéluctables des hydrocarbures dont l'élasticité d'offre est devenue faible alors que la demande en particulier des pays émergents croît constamment,
- émergence croissante de préoccupations relatives à l'effet de serre,
- impossibilité d'emploi, ou absence de volonté de recours ou de recours accru à l'énergie nucléaire, dans de nombreux pays,
- prise de conscience croissante de l'intérêt de faire appel le plus possible aux ressources locales et renouvelables utilisables à des conditions économiques acceptables plutôt qu'à des combustibles importés et générateurs d'effet de serre,
- saturation ou quasi-saturation des sites « équipables » pour la production d'électricité d'origine hydraulique, dans de nombreux pays,
- importance des recherches scientifiques et techniques dans toute la chaîne de la filière photovoltaïque, où les progrès technologiques obtenus et potentiels sont plus importants que dans les autres segments des énergies renouvelables, avec des perspectives de baisse des coûts relatifs et absolus.

- Le Groupe observe aussi :

- d'une part, que les DOM, bénéficiant d'un ensoleillement particulièrement élevé et se montrant très soucieux de desserrer

leur forte dépendance envers les combustibles fossiles importés, constitue une région naturelle de développement privilégié de l'énergie photovoltaïque,

- d'autre part, que l'Europe occidentale a commencé d'être, à travers l'Allemagne (3ème producteur mondial d'électricité photovoltaïque) une des zones importantes de ce développement, et que les premiers signes de l'amplification rapide de cette situation se manifestent déjà.

- Le Groupe a donc décidé de mettre en œuvre une stratégie ambitieuse d'expansion dans le domaine de la production d'électricité photovoltaïque, non seulement dans tous les DOM y compris la Guyane française, mais aussi en France métropolitaine et dans les pays limitrophes d'Europe du Sud (Espagne et Italie). Il estime être en mesure de pouvoir disposer d'au moins 200 MW photovoltaïques en 2012.

En vue d'atteindre ses objectifs ambitieux d'expansion dans le secteur photovoltaïque, le Groupe a prévu d'investir plus de 650 millions d'euros sur la période 2008-2012, dont plus de 80 % seront financés par la dette sans recours.

6.3 Les perspectives dans le secteur de la production d'électricité d'origine éolienne

Au-delà de la mise en service à intervenir en 2008 des parcs de Niedervisse (12 MW) et Villeseneux (10 MW), le Groupe compte poursuivre sa stratégie de croissance sélective dans la production d'électricité d'origine éolienne.

Les demandes de permis de construire qu'il a déposées à cet effet portaient au 31 décembre 2007 sur des parcs d'une puissance de 58 MW et la notification lui a depuis été faite de l'attribution du permis à l'un de ces parcs représentant 10 MW.

Par ailleurs, il a identifié une série de projets encore au stade précoce de préparation au 31 décembre 2007 en vue de la construction de nouveaux parcs et de leur mise en service à raison de 15 MW/an en moyenne. La capacité accumulée de son parc d'éoliennes en exploitation s'élèverait ainsi à environ 100 MW en 2012.

L'investissement prévu à ce titre sur la période 2008-2012 est de plus de 100 millions d'euros, dont 80 % financé par de la dette sans recours.





II DONNÉES RELATIVES AUX COMPTES SOCIAUX

Le résultat social de la Société Séchilienne-Sidec S.A. atteint 48,1 millions d'euros en 2007, contre 50,6 millions d'euros en 2006. La variation constatée tient à une diminution du résultat financier que ne compensent que partiellement les augmentations du résultat d'exploitation et du résultat exceptionnel.

Le chiffre d'affaires qui s'élève à 50,7 millions d'euros est en forte progression (+ 26,8 millions d'euros) ; cette évolution s'explique par la vente aux sociétés photovoltaïques du Groupe de panneaux solaires ayant fait l'objet d'achats centralisés par la Société.

Le résultat d'exploitation est de 5,6 millions d'euros contre 1,7 millions d'euros en 2006. Cette variation constitue un solde qui résulte des principaux éléments suivants :

- Expiration du contrat Rhodia - Péage de Roussillon,
- Augmentation des prestations facturées aux filiales,
- Réalisation d'une marge sur la vente de panneaux solaires,
- Non reconductibilité en 2007 des frais bancaires supportés en 2006 au titre de l'opération de refinancement de la dette effectuée en février 2006.

Le résultat financier s'élève à 24,1 millions d'euros contre 42,5 millions d'euros en 2006.

Cette baisse de 18,4 millions d'euros s'explique à hauteur de 16,9 millions d'euros par la réduction des produits de participation, que les décisions de distribution prises par les filiales en 2006 avaient alors portés à un niveau élevé.

Hors dividendes, on constate une variation négative de 1,5 millions d'euros due à la croissance des charges d'intérêt de la dette et à la baisse des produits financiers résultant de la cessation des dépôts-gages rémunérés consécutive à l'option d'achat exercée sur CTBR-1 et à l'expiration du crédit-bail de Péage de Roussillon.

Le résultat exceptionnel de 15,8 millions d'euros (contre 0,02 million d'euros en 2006) provient essentiellement de la cession de la participation dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys intervenue en décembre 2007.

Un produit d'impôt de 2,8 millions d'euros est lié à l'économie d'impôt résultant de l'absorption du bénéfice fiscal de CTBR à hauteur du déficit fiscal chez Séchilienne-Sidec, qui s'élève au 31 décembre 2007 à 7,4 millions d'euros.

1. LES PRISES DE PARTICIPATIONS EFFECTUÉES EN 2007

Les prises de participations suivantes ont été prises en 2007, dans le cadre de la création de sociétés ou de l'acquisition d'actions :

Dans le domaine solaire

- 60 000 euros, soit 50% du capital dans la société SAS Power Alliance SCE,
- 30 000 euros soit 30% du capital dans la société Elect'Sécurité.

Dans le domaine éolien

- pas de prise de participation directe de Séchillienne-Sidec S.A.,
- mais prise de participation de sa filiale à 100%, la société des Éoliennes des Quatre Vents, à hauteur de 40 000 euros, soit 100 % dans le capital de la SAS Espace Éolien du sud Cambrésis.

2. LES CESSIONS DE PARTICIPATIONS EFFECTUÉES EN 2007

Le Groupe a en décembre 2007 cédé au Groupe Gaz de France sa participation minoritaire de 40 % dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys, qui détenait 100 % du capital des sociétés SAS « Éoliennes de Fauquembergues », « Éoliennes de Renty - Audincthun », « Éoliennes de Reclinghem » et « Éoliennes de Vincly », exploitantes de parcs totalisant une puissance de 37,5 MW.

3. ACTIONS DÉTENUES PAR LA SOCIÉTÉ OU POUR SON PROPRE COMPTE

Au 31 décembre 2007, la Société et ses filiales détiennent 27 100 actions d'autocontrôle.

L'Assemblée Générale du 27 mai 2005 avait autorisé le Conseil d'Administration pour une période de dix huit mois à opérer le rachat d'actions de la Société dans les conditions fixées par les articles L. 225-209 et suivants du Code de Commerce, en vue de leur annulation (opération pour laquelle elle lui avait également consenti une autorisation) ou en vue de leur affectation aux pratiques de marché admises par l'Autorité des Marchés Financiers. Cette autorisation n'a été utilisée ni en 2005 ni en 2006.

L'Assemblée Générale du 10 mai 2007 a autorisé le Conseil d'Administration pour une période de dix huit mois, à procéder, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de Commerce, à l'achat par la Société de ses propres actions représentant jusqu'à 10 % du nombre des actions composant le capital social à tout moment de la mise en œuvre du programme d'achat, ou jusqu'à 5 % de ce nombre s'il s'agit d'actions acquises 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.

Cette Assemblée Générale du 10 mai 2007 a décidé que le Conseil pourrait, en conséquence, procéder ou faire procéder à des achats aux fins d'animation du marché secondaire ou liquidité de l'action, d'achat ou vente en fonction des situations de marché et plus généralement d'affectation aux pratiques de marché admises ou qui viendraient à être admises par l'Autorité des Marchés Financiers, d'annulation (opération pour laquelle une autorisation a par ailleurs

été également consentie), ou de remise d'actions à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe.

Cette Assemblée Générale du 10 mai 2007 a fixé le prix maximum d'achat à 55 euros l'action, étant précisé qu'en cas d'opérations sur le capital, notamment par incorporation de réserves et attribution d'actions gratuites, division ou regroupement des actions, ce prix serait ajusté en conséquence par le Conseil d'Administration. Et elle a fixé le montant maximum des fonds que la Société pourrait affecter à l'achat de ses propres actions dans le cadre de l'autorisation ainsi accordée à 151 625 980 euros.

Cette Assemblée Générale du 10 mai 2007 a enfin décidé que l'achat, la cession ou le transfert des actions pourraient être effectués à tout moment y compris en période d'offre publique impliquant la Société, et par tous moyens, sur le marché, hors marché, de gré à gré ou par utilisation de mécanismes optionnels ou d'instruments dérivés ou de bons dans les conditions prévues par les Autorités de Marché, éventuellement par un prestataire de service d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme aux prescriptions de l'Autorité des Marchés Financiers. L'autorisation ainsi consentie par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007 n'a pas été utilisée en 2007.

La septième résolution proposée à l'Assemblée Générale du 15 mai 2008, qui tend à consentir au Conseil d'Administration, pour une période de 18 mois, une nouvelle autorisation d'achat par la Société de ses propres actions, prévoit l'annulation concomitante de celle accordée par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007.

4. OPTIONS DE SOUSCRIPTION D' ACTIONS DE LA SOCIÉTÉ FAISANT L'OBJET D'AUTORISATIONS DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE, AU 31 DÉCEMBRE 2007

Les autorisations relatives à ces options sont :

- D'une part, une autorisation accordée par l'Assemblée Générale du 27 mai 2005, sur le fondement de laquelle le Conseil d'Administration du 13 décembre 2005 a attribué 150 000 options (montant ajusté pour tenir compte de la division par vingt du nominal du titre intervenue en juillet 2006), exerçables à compter du 11 décembre 2009.

40 000 de ces 150 000 options ont été attribuées par le Conseil à des mandataires sociaux et 110 000 à certains membres du personnel salarié et de direction de la Société et de sociétés qui lui sont liées.

- D'autre part, une autorisation accordée par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007 au Conseil d'Administration pour consentir au bénéfice de certains membres du personnel et/ou mandataires sociaux de la Société et de certaines de ses filiales, des options de souscription d'actions d'un nombre plafonné à 50 000. Cette autorisation, d'une validité de trente huit mois, précise que les actions nouvelles qui seront émises dans le cadre de son application le seront dans la limite d'une somme maximum de 2 750 000 euros, primes comprises.

Au 31 décembre 2007, le Conseil d'Administration n'avait procédé à aucune attribution à ce titre.



1. RISQUES RELATIFS A L'INDUSTRIE DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

1.1 Risques liés au caractère très réglementé de l'exercice de l'industrie de la production électrique

Le Groupe, et chacune des unités de production d'énergie (thermique, éolienne ou photovoltaïque) qu'il construit et exploite, doivent se conformer à un ensemble de dispositifs législatifs et réglementaires dont le contenu varie selon les pays et zones d'implantation, mais qui sont toujours très consistants.

Ils concernent essentiellement :

- la construction des unités (règles portant notamment sur l'acquisition des droits fonciers, les conditions d'instruction et de délivrance des permis de construire et autres autorisations...),
- l'exploitation de ces unités (notamment en matière de protection de l'environnement, de limitation des émissions dans l'atmosphère, de réglementation des rejets d'effluents, de réglementation du bruit, de prescriptions paysagères...).

Si la conformité aux règles ainsi applicables n'était pas assurée, les autorisations d'exploitation ou les autorisations de raccordement aux réseaux locaux de distribution d'électricité pourraient être retirées, et des sanctions financières mises en œuvre.

Par ailleurs, la législation et la réglementation régissant l'industrie et la production d'électricité et ses diverses composantes peuvent évoluer, dans un sens tant défavorable que favorable au Groupe. Ainsi, par exemple, l'intervention des dispositions environnementales plus contraignantes, ou une modification de leurs conditions d'application pourraient conduire, s'agissant essentiellement des centrales thermiques, à augmenter les dépenses d'investissement au titre de l'adaptation des équipements et les charges d'exploitation à raison de procédures de contrôle et de surveillance supplémentaires, et freiner le développement des activités du Groupe.

Bien que les contrats de vente d'énergie conclus par le Groupe contiennent des mécanismes permettant de répercuter la hausse du prix du combustible ainsi que d'autres hausses des coûts de production, il n'est pas certain que leur application efface toutes les incidences défavorables qui résulteraient d'une réglementation plus sévère. Et celle-ci pourrait affecter la capacité du Groupe à négocier de nouveaux contrats offrant une rentabilité conforme à ses objectifs.

1.2 Risques liés aux exigences d'obtention de permis de construire et d'autorisations d'exploiter

Les législations en vigueur dans tous les pays dans lesquels le Groupe a des unités de production électrique en exploitation, construction, développement ou phase d'études, prévoient des permis de construire et autorisations d'exploiter dont le champ d'application, la consistance et les procédures d'instruction et délivrance sont variables.

Les organismes intervenant dans ces procédures sont des Autorités administratives nationales, régionales ou locales et les organismes gestionnaires des réseaux de distribution, selon les pays et selon les caractéristiques des projets (type d'énergie produite, dimensions de l'unité de production concernée...).

La mise en œuvre de ces procédures peut être longue et complexe, et la décision favorable obtenue à leur issue être contestée.

A ce jour, aucune demande déposée par le Groupe n'a été rejetée par les Autorités compétentes et un seul des permis obtenus par lui (concernant un parc des Éoliennes de Marne et Moselle) a fait l'objet d'un litige, qui n'a pas prospéré.

Toutefois, le Groupe ne peut assurer que les permis de construire et autorisations d'exploiter requis pour ses futures unités de production d'énergie seront obtenus pour leur totalité et dans les délais voulus.

Le défaut d'obtention des permis et autorisations nécessaires pour les sites actuellement en projet, ou le non renouvellement des autorisations d'exploiter relatives aux sites existants (dans l'hypothèse d'une non-conformité aux normes fixées) pourraient défavorablement affecter la capacité du Groupe à atteindre ses objectifs.

1.3 Risques liés à la non-intangibilité des politiques de soutien aux énergies renouvelables qui affecterait défavorablement leurs conditions de vente

Le développement du marché de l'électricité d'origine renouvelable dépend largement de la poursuite des politiques de soutien aux différentes formes de production de cette électricité.

Ces politiques, pratiquées avec une intensité inégale dans les divers pays de l'Union européenne, incluent :

- des obligations ou quotas obligatoires d'achat d'énergie renouvelable imposés aux opérateurs et distributeurs tels qu'EDF,
- des prix garantis d'achat de cette énergie, dans le cadre de contrats de longue durée,
- des mesures fiscales incitatives,
- des dispositifs d'obtention de certificats verts négociables sur un marché organisé ou de gré à gré.

La stratégie conduite par le Groupe comme par les autres producteurs d'énergie renouvelable, table sur la conclusion au fil des années de flux importants de contrats à long terme à prix garanti. C'est ainsi qu'il évalue à plus de 650 millions d'euros dans le domaine photovoltaïque et 100 millions d'euros dans le domaine éolien, les investissements (y inclus la part devant être financée par endettement) qu'il entend réaliser pendant la période 2008-2012, en France y inclus les DOM, et dans certains pays européens limitrophes.

L'éventualité ne peut être exclue que les politiques de soutien aux énergies renouvelables mises en œuvre sur ces territoires soient révisées dans un sens défavorable, pour des raisons qui pourraient être le coût jugé excessif ou en croissance excessive de ces politiques, la volonté de ne pas affaiblir le marché des autres formes de production d'énergie, la découverte de nouvelles zones de production d'énergies fossiles améliorant fortement les conditions d'offre de celles-ci en volume et en prix. La Commission française de régulation de l'énergie a ainsi émis en 2001 et 2006 des avis consultatifs, auxquels le Gouvernement a alors passé outre, dans lesquels elle considérait le niveau des prix d'achat de l'électricité éolienne et photovoltaïque envisagé par les pouvoirs publics (et en définitive retenu) comme trop élevé.

Toute décision qui viendrait à contingenter les quantités d'énergie faisant l'objet des obligations d'achat, et/ou à réduire les tarifs d'achat, aurait un impact direct sur les nouveaux contrats conclus par le Groupe, affectant son potentiel de croissance à long terme, après que les contrats existants soient arrivés à échéance.

1.4 Risques liés aux contraintes pesant sur l'implantation géographique des unités de production et à la disponibilité des sites

Un site pour être propice à l'implantation d'une unité de production électrique doit satisfaire un ensemble de conditions, dont certaines sont communes à tous les types d'unités, thermiques, éoliennes et photovoltaïques (notamment la proximité et la capacité d'absorption d'un réseau de distribution électrique et les contraintes d'environnement) et d'autres spécifiques à chacun de ces types (ainsi la

proximité de sources d'eau et la facilité d'approvisionnement en combustible pour les centrales thermiques, des caractéristiques de vent favorables pour les parcs éoliens, un taux et une durée d'ensoleillement élevés pour les installations photovoltaïques).

De ce fait, le nombre de sites appropriés est limité et ce facteur est d'autant plus sensible que le nombre d'opérateurs en concurrence est grand.

Si le Groupe ne parvenait pas à trouver suffisamment de sites pour développer, comme planifié, son outil industriel, et en particulier à obtenir suffisamment de promesses de bail et de mise à disposition de terrains de la part des propriétaires fonciers, son activité et sa capacité à atteindre ses objectifs seraient affectés de manière significativement défavorable.

1.5 Risques liés au raccordement aux réseaux de transport ou de distribution d'électricité

L'installation d'une unité de production d'électricité nécessite le raccordement au réseau de transport ou de distribution d'électricité afin d'évacuer l'électricité produite.

La réalisation d'une implantation sur un site particulier dépend donc largement des possibilités et des conditions de délai et de coût du raccordement.

Ce facteur est toujours pris en considération dans les prospections et choix de sites effectués par le Groupe, mais celui-ci ne peut garantir qu'il pourra effectuer les raccordements requis pour ses futures unités de production dans le respect des calendriers et budgets initiaux.

Les données de délai et de coût énoncées par les propositions techniques et financières remises par le Réseau Public de Transport d'électricité RTE en France métropolitaine et EDF dans les DOM, sont en effet à caractère indicatif.

Des écarts significatifs par rapport aux coûts budgétés affecteraient le retour sur investissement attendu, tandis que des écarts significatifs sur les calendriers retenus pourraient, en retardant l'entrée en service des unités, empêcher le Groupe de tirer pleinement avantage de certains avantages réglementaires limités dans le temps, et également affecter sa situation financière et la capacité à réaliser ses objectifs de croissance.

1.6 Risques liés à l'acceptabilité des projets par le Public

Les projets de centrales thermiques peuvent susciter l'opposition du public en raison de sa sensibilisation croissante à l'émission de gaz à effet de serre et de la surestimation fréquente par ce public de la capacité des seules énergies renouvelables non génératrices de telles émissions à satisfaire tous les besoins.

Les projets de parcs éoliens peuvent susciter également des oppositions dont les auteurs invoquent le plus souvent la modification des paysages, des dommages aux oiseaux et chiroptères, et des désagréments sonores. Bien qu'une étude d'impact soit généralement exigée et réalisée à l'occasion de l'instruction des permis de construire, le Groupe ne peut garantir l'acceptation par les populations des projets de parcs éoliens. La mobilisation d'une partie de la population à leur encontre peut entraver ou retarder l'obtention des permis, ou la mise en œuvre de ceux-ci, en cas de dépôt de recours devant les tribunaux contre les décisions de délivrance des

permis. De telles procédures sont en effet susceptibles de donner lieu à annulation des permis, et même au démantèlement des parcs réalisés sans que le permis ait été purgé de tout recours (le Groupe se donne pour règle d'écarter toute réalisation de ce type). Une moindre acceptation des projets, une progression du nombre des recours, un allongement des délais d'obtention des jugements, un infléchissement de la jurisprudence au bénéfice des requérants, pourraient avoir un effet défavorable significatif sur la capacité du Groupe à développer de nouveaux projets et à remplir ses objectifs de développement dans le domaine éolien.

Les projets photovoltaïques pourraient également faire l'objet de difficultés d'acceptation mais très probablement moindres, et sans doute focalisés sur les projets d'implantation de fermes photovoltaïques en plain champ, plutôt que sur l'équipement de toitures en panneaux solaires. Si néanmoins, des oppositions plus importantes se manifestaient, elles auraient des conséquences similaires à celles indiquées pour les projets éoliens.

1.7 Risques liés à la variation des conditions climatiques

La production d'énergie éolienne et la production d'énergie solaire, sont fortement dépendantes des conditions météorologiques.

La rentabilité des parcs éoliens et des installations photovoltaïques dépend ainsi non seulement des conditions particulières observées sur les sites, variables par nature, mais aussi de l'écart entre les hypothèses météorologiques retenues au stade du développement des projets et les conditions météorologiques réelles.

En dépit du soin apporté aux études et campagnes de mesure effectuées lors de l'établissement des hypothèses retenues, le Groupe ne peut garantir que les conditions météorologiques réelles correspondront à ces hypothèses, étant observé que la variabilité des caractéristiques de vent d'une année sur l'autre s'avère supérieure à celle des caractéristiques de l'ensoleillement.

Une diminution prolongée de l'intensité des vents, et/ou de l'ensoleillement dans les zones où il exploite ou va exploiter des parcs éoliens et des installations photovoltaïques pourrait réduire le volume d'électricité produite par le Groupe, provoquant une baisse du chiffre d'affaires et affectant sa situation financière et ses résultats.

1.8 Risques liés à la rapidité des évolutions technologiques dans les énergies renouvelables

Les techniques permettant d'installer et exploiter des unités de production électrique à partir des sources renouvelables s'améliorent constamment.

Pour conduire et développer ses activités, le Groupe et ses fournisseurs doivent être capables non seulement de suivre ces évolutions et de s'y adapter, mais également de les anticiper.

C'est dans cet état d'esprit qu'il a décidé de conclure avec la société First Solar un contrat d'approvisionnement pluriannuel en modules photovoltaïques à couche mince, qui représentera une fraction importante de ses achats de modules. Cette technologie est particulièrement prometteuse en termes de coût/avantages, mais trop récente pour que sa performance opérationnelle sur la durée en conditions réelles soit pleinement établie. D'autre part, il n'est pas à exclure que des concurrents de First Solar parviennent à mettre au point des produits qui viendraient à rendre ses modules obsolètes.

Si les choix technologiques du Groupe venaient à ne pas procurer la performance escomptée, ou étaient rendus obsolètes par des technologies plus efficaces, il pourrait ne pas être en mesure d'accéder aux meilleures technologies en temps opportun, et sa capacité à atteindre ses objectifs et à réussir son développement dans le domaine des énergies renouvelables en serait entravée.

1.9 Risques liés à l'évolution de la demande d'électricité dans les zones d'activités du Groupe

Le développement de l'activité du Groupe dans les régions d'Outre-mer où il réalise l'essentiel de son chiffre d'affaires (92 % en 2006) est lié au taux de croissance de la demande d'électricité élevé qui s'y maintient, et qui rend nécessaire la mise en service de nouvelles capacités de production à échéances régulières (tous les deux à trois ans par exemple à la Réunion).

Ce fort taux de croissance est lui-même corrélé à un dynamisme démographique supérieur à celui de la France métropolitaine, à l'ampleur que revêt localement le phénomène de décohabitation (qui augmente le nombre de logements et donc de sources de consommation de courant pour un même nombre d'habitants), à l'élévation du revenu par personne et à l'accroissement du taux d'équipement des ménages, spécialement en dispositifs d'air conditionné.

Ces éléments favorables peuvent ne pas se prolonger. Si les centrales thermiques du Groupe bénéficient de contrats à long terme qui minimisent l'exposition au risque économique grâce à une prime fixe préétablie, la baisse de la demande d'électricité que provoqueraient l'atténuation du dynamisme démographique, le ralentissement de la progression des revenus et la transformation du marché des équipements de climatisation en simple marché de renouvellement, pourraient réduire la capacité à réaliser de nouveaux projets, ou à renouveler les contrats à long terme avec les opérateurs des réseaux, lors de l'expiration de ces contrats.

En France continentale et en Europe où le Groupe entend se positionner comme acteur significatif sur le marché de l'électricité d'origine renouvelable, notamment d'origine solaire, la demande de cette forme d'électricité serait affectée si, du fait de la découverte dans le monde de nouvelles ressources d'hydrocarbures, le coût de ceux-ci venait à retrouver une tendance baissière, ou si, du fait du succès des recherches conduites sur la captation et séquestration du carbone, les inconvénients de l'utilisation du charbon en termes d'émission de gaz à effet de serre venaient à être neutralisés pour un faible coût. De telles évolutions pourraient avoir un effet défavorable sur l'activité du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs dans les énergies renouvelables.

1.10 Risques liés au régime social applicable en France y compris les DOM, au personnel relevant du statut des personnels des industries électriques et gazières

Le Groupe est, dans le périmètre d'application de ce régime, responsable du paiement des retraites et autres avantages sociaux qu'il comporte.

Le montant des obligations en résultant et des provisions constituées à cet effet dans les états financiers consolidés est calculé sur la base d'hypothèses, et en particulier de tables de mortalité prévisionnelles et de taux d'actualisation qui sont susceptibles

d'évoluer de même que les règles relatives à la liquidation des retraites. Ces évolutions pourraient entraîner dans le futur, bien que les effectifs du Groupe ne soient pas élevés, des charges venant aggraver ses obligations, conduisant à une augmentation des provisions correspondantes et affectant ainsi négativement sa situation financière et ses résultats.

2. RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS DU GROUPE

2.1 Risques liés à la dépendance du Groupe envers le développement de nouveaux projets pour réaliser ses objectifs de croissance

La stratégie du Groupe est axée sur l'identification et la réalisation de projets conformes à un modèle fondé sur la conclusion avec les réseaux de contrats de longue durée :

- ne comportant pas de risques d'effet de ciseau entre prix de vente et coût d'obtention de combustibles,
- donnant lieu à des dispositifs de financement faiblement consommateurs de capitaux,
- soutenus par des réglementations économiques et fiscales incitatives et génératrices de rendement élevés.

Si ces projets une fois réalisés assurent normalement au Groupe le maintien de bons résultats, la croissance de ceux-ci est conditionnée à la mise en œuvre à rythme régulier de nouvelles opérations.

Au cas où le Groupe ne parviendrait plus à développer de nouveaux projets répondant à ses critères d'investissement, sa capacité à réaliser ses objectifs s'en trouverait significativement entravée.

2.2 Risques liés au caractère discrétionnaire et non intangible des mesures d'incitation fiscale aux investissements et activités dans les DOM

Les activités du Groupe dans les DOM lui permettent de bénéficier de certaines dispositions d'aide fiscale.

Il s'agit le plus souvent de mesures accordées sur agrément, et donc subordonnées à la décision favorable des Autorités fiscales compétentes.

Si cette décision n'est pas obtenue ou ne retient qu'une partie de la demande formulée au titre d'un projet alors que celui-ci a déjà généré des frais importants et a conduit à réaliser des dépenses d'investissement significatives, les rendements sur investissement du Groupe seront plus faibles que prévus pour ce projet. En outre, le défaut de réception des approbations requises en temps voulu peut avoir un impact défavorable sur le résultat opérationnel et la situation financière pour une période particulière, accroissant aussi la variabilité d'une période à l'autre.

Par ailleurs, les mesures d'incitation fiscale dont bénéficie le Groupe, nécessitent que les projets soient conformes à certaines conditions. Le défaut de conformité à ces conditions pourrait entraîner leur remise en question.

Le Groupe ne peut donner aucune assurance sur le maintien en place dans l'avenir de ces régimes d'incitation, qui pourraient être supprimés ou modifiés dans un sens défavorable. De telles évolutions auraient un impact significatif sur les résultats opérationnels du Groupe et sa capacité à réaliser ses objectifs.

2.3 Risques liés aux caractéristiques géo-climatiques de certaines zones d'activité du Groupe

Toutes les centrales thermiques du Groupe et une partie substantielle de son activité photovoltaïque sont situées dans l'océan indien et la mer des Caraïbes.

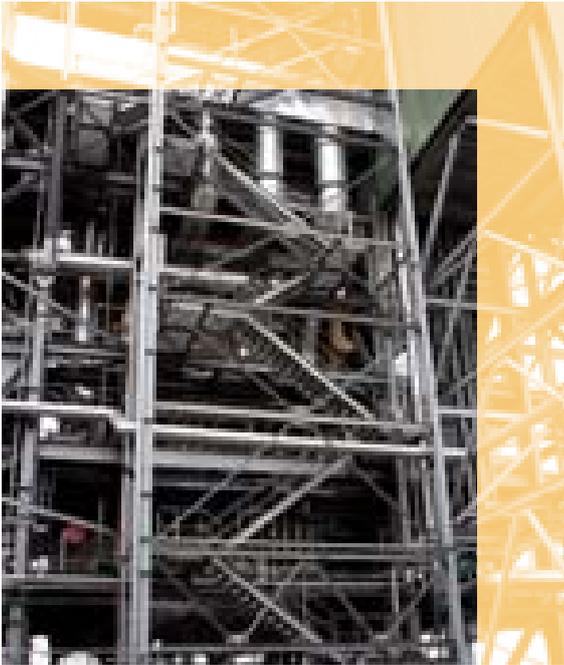
Il s'agit de régions sujettes aux catastrophes naturelles, notamment liées aux volcans, tempêtes tropicales, ouragans et cyclones, et, dans les Caraïbes qui sont une zone sismique, aux tremblements de terre.

Bien que les procédés de construction retenus par le Groupe soient spécialement adaptés à ces données, et que leur qualité ait été confirmée lors des événements catastrophiques intervenus dans les zones considérées depuis qu'il y exerce ses activités, la survenance d'une catastrophe pouvant provoquer des dommages à ses installations, et/ou une interruption partielle ou totale de production, ne saurait être exclue.

En cas d'interruption de la production, et si l'évènement envisagé n'était pas reconnu comme un cas de force majeure au sens du contrat d'achat applicable, le Groupe pourrait devoir payer des pénalités au réseau client, en raison du déclin corrélatif du taux de disponibilité.

Le Groupe a conclu un contrat d'assurance le couvrant contre tous dommages matériels et pertes cumulées de recettes à concurrence de 150 millions d'euros par sinistre, catastrophes naturelles incluses. En outre, il a contracté une assurance le couvrant contre les tempêtes tropicales, les ouragans et les cyclones non classés catastrophes naturelles à concurrence de 50 millions d'euros par sinistre en Guadeloupe, 76,505 millions d'euros par sinistre à la Martinique et 150 millions d'euros par sinistre à la Réunion. Au cas où il subirait des dommages excédant ces montants, son résultat opérationnel et sa situation financière pourraient être défavorablement affectés.





2.4 Risques liés à la survenance possible des retards dans la construction des unités de production

Pendant la phase de construction des unités, des sources multiples de retard peuvent se manifester, notamment : de mauvaises conditions atmosphériques ; des défaillances de la part des fournisseurs d'équipements et autres prestataires intervenant sur le chantier ; des délais inhabituellement longs pour l'obtention des autorisations et permis requis ; des difficultés de connexion au réseau électrique ; l'exercice par des tiers hostiles au projet d'actions judiciaires.

De telles circonstances peuvent entraîner des décalages dans l'achèvement de la construction et la mise en service des installations, qui peuvent eux-mêmes différer le retour sur investissement attendu par le Groupe, ou l'empêcher de tirer pleinement avantage de certaines mesures favorables applicables pendant une durée limitée, dans le cadre de la réglementation concernant les parcs éoliens et centrales photovoltaïques.

En outre, pour les centrales thermiques, les retards constitutifs de dépassements de coûts ou générateurs de pénalités infligées par le réseau client pourraient avoir un impact sur les marges bénéficiaires dégagées, dans la mesure où la prime fixe incorporée dans le prix de vente ne prend pas ces éléments supplémentaires de coût en compte.

Au surplus, certaines des centrales du Groupe sont financées par des contrats de crédit-bail conclus par la filiale dédiée au projet qui prévoient une garantie intégrale de paiement par la Société-mère pendant la période de construction. Des retards allongeant cette période, a fortiori le non-achèvement de l'opération, pourraient la rendre directement responsable de la dette de la filiale.

2.5 Risques liés à la survenance possible d'incidents et arrêts d'exploitation

L'exploitation d'unités industrielles implique un risque qui ne peut être entièrement éliminé, de survenance d'incidents ou d'arrêts imprévus d'exploitation, ainsi que le risque que la performance de l'unité soit inférieure aux attentes du Groupe.

Il peut se produire des incidents ou accidents, des dysfonctionnements d'équipements, des erreurs de conduite des machines, des manquements à la sécurité, des actes de malveillance ou de terrorisme.

Ainsi en 2005, la centrale CTM du Groupe, localisée à la Guadeloupe, a subi pendant quatre mois l'arrêt de production d'une de ses tranches en raison du dysfonctionnement d'un générateur.

Des interruptions affectant le taux de disponibilité des centrales thermiques du Groupe peuvent entraîner des pénalités aux termes des contrats avec EDF, et il peut être difficile dans certaines zones d'assurer un approvisionnement rapide en pièces de rechange sans coût élevé.

Si ce type de situation se produit, et que l'assurance du Groupe joue, le Groupe supporte des pertes à concurrence de la franchise applicable, généralement un mois de pertes d'exploitation. S'il s'agissait d'un dommage non couvert par les polices d'assurance souscrites, ou dans la mesure où les plafonds de couverture applicables seraient dépassés, le Groupe subirait une perte de chiffre d'affaires ou une augmentation de ses charges d'exploitation et sa situation financière pourrait être affectée dans une mesure significative. En outre, cette situation pourrait nuire à son image et exercer une incidence défavorable sur sa capacité à renouveler les contrats lors de leur expiration.

2.6 Risques liés à l'engagement de responsabilité en cas d'accidents ou d'atteintes à l'environnement

Les centrales thermiques du Groupe sont des unités industrielles complexes, utilisant des produits inflammables, mettant en œuvre des process à très haute température et de hautes pressions, générant et traitant des émissions atmosphériques et des effluents gazeux et liquides. Elles sont donc exposées, comme toute unité de ce type, à la survenance d'accidents tels qu'incendies ou explosions, ou d'événements nuisibles à l'environnement tels que développement de bactéries dans certains équipements, pouvant provoquer des dommages corporels ou matériels dont le Groupe pourrait être tenu pour responsable. Tout acte de malveillance ou acte intentionnel de destruction, sabotage ou terrorisme commis sur l'une des unités du Groupe pourrait provoquer des dommages et avoir des conséquences similaires.

Le Groupe met naturellement en œuvre des mesures de prévention destinées à éviter de telles situations, et contracte des polices d'assurance destinées à limiter leurs incidences en cas d'occurrence.

Mais il ne peut garantir que les mesures de prévention s'avèreront efficaces en toutes circonstances (ainsi en 2004 un incendie a-t-il partiellement détruit le système de manutention de la bagasse de la centrale CTM en Guadeloupe, réparé depuis lors) et les garanties d'assurance de responsabilité civile et de dommages souscrites pourraient s'avérer insuffisantes dans certaines hypothèses.

2.7 Risques liés à l'approvisionnement en équipements et fournitures

Pour pouvoir construire, exploiter et entretenir ses unités de production d'électricité, le Groupe a besoin d'obtenir la livraison et l'assemblage en temps voulu d'un grand nombre d'équipements techniques, notamment des chaudières, des turbines et des systèmes de limitation des émissions atmosphériques pour les cen-

trales thermiques, des turbines et des mâts pour les centrales éoliennes et des panneaux solaires pour les centrales photovoltaïques, que peu de fournisseurs peuvent construire, livrer et monter.

Dans un contexte de croissance rapide du marché augmentant les besoins d'équipements, certains fournisseurs pourraient n'être plus en mesure de répondre dans les délais requis aux demandes du Groupe, ou donner priorité à d'autres intervenants y compris ses concurrents. Toute indisponibilité des composants et équipements nécessaires pour la construction tant des parcs éoliens et installations photovoltaïques que des centrales thermiques, tout retard des principaux fournisseurs et prestataires du Groupe dans l'exécution de leurs obligations contractuelles ou toute incapacité de leur part à honorer leurs engagements, pourrait avoir un impact défavorable significatif sur les résultats d'exploitation.

En outre, le Groupe s'appuie, pendant toute la durée de vie de ses unités de production, sur ses principaux fournisseurs pour assurer certains travaux de maintenance et doit pouvoir compter sur eux pour faire jouer la garantie en cas de défaillance des équipements et composants. Des clauses contractuelles, comme celles convenues avec le fournisseur de panneaux solaires à couche mince First Solar, garantissent un rendement énergétique minimal. Les résultats d'exploitation et la situation financière du Groupe ainsi que sa capacité à réaliser ses objectifs stratégiques à long terme pourraient être significativement affectés si les fournisseurs sur lesquels il est en droit de compter n'exécutaient pas leurs obligations, tombaient en faillite ou se trouvaient autrement incapables de répondre à d'éventuelles réclamations contractuelles.

2.8 Risques liés à l'approvisionnement en combustibles

L'activité des centrales thermiques du Groupe dépend de la livraison à bonne date des matières premières utilisées comme combustibles qui ne sont pas, comme la bagasse, fournies à l'aide de bandes transporteuses par une sucrerie située à proximité immédiate.

Leur alimentation en ces matières (charbon et dans une moindre mesure fuel) est assurée grâce à la conclusion de contrats qui, pour le charbon destiné aux centrales de l'océan indien sont passés avec des fournisseurs d'Afrique du Sud et pour le charbon destiné aux centrales des Caraïbes sont passés avec des fournisseurs d'Amérique du Sud (Colombie).

L'exécution de ces contrats pourrait donner lieu à des difficultés dans diverses hypothèses : catastrophes naturelles, conflits sociaux, mise en état de cessation d'activité affectant un fournisseur, perturbations dans les transports maritimes et terrestres retardant l'acheminement sur le site d'une centrale.

Le Groupe sélectionne avec soin ses fournisseurs, et veille à constituer à l'emplacement de chaque centrale une réserve de combustible permettant de pallier des retards tels que ceux causés aux bateaux par des tempêtes maritimes, ou aux routes d'accès des centrales par des ouragans. Il ne peut toutefois garantir qu'en toutes circonstances, sa capacité à exploiter sans discontinuité ses centrales sera préservée. S'il devait en interrompre le fonctionnement en raison d'un manque de combustible, il pourrait être amené à payer des pénalités pour insuffisance du taux de disponibilité, prévues dans les contrats avec EDF et avec le Central Electricity Board mauricien, et subir, dans une moindre mesure, une diminution de recettes liée à la baisse des ventes de courant. Si les dispositifs d'assurance applicables ne permettaient pas de couvrir intégrale-

ment ces effets défavorables, les résultats d'exploitation et la situation financière du Groupe pourraient s'en trouver défavorablement affectés.

2.9 Risques liés à d'éventuels conflits du travail

Le Groupe est exposé au risque d'occurrence de grèves et autres conflits du travail en particulier dans les centrales thermiques où se trouvent la majorité des salariés qu'il occupe.

Des perturbations de ce type, occasionnelles et de courte durée, sont intervenues dans le passé. Entre 2001 et 2005, les centrales thermiques situées à la Guadeloupe et à la Réunion ont connu des grèves affectant la disponibilité à court terme de ces unités de production. Depuis, un accord pour la prévention des conflits a été conclu avec le personnel en Guadeloupe, et les centrales de la Réunion n'ont plus été victimes du renouvellement de situations similaires, même si un tel accord n'y a pas été finalisé.

Bien que très soucieux de la bonne qualité des relations avec ses salariés considérée par son encadrement comme une priorité, le Groupe ne peut garantir que d'autres conflits du travail ne se produiront pas, dont l'origine se situerait au niveau de l'entreprise affectée elle-même, ou à un niveau plus élevé (ensemble de la branche des industries électriques et gazières par exemple, ou même mouvement social à caractère général ...). S'ils survenaient, ces conflits pourraient avoir un impact sur le taux de disponibilité des centrales thermiques et entraîner en conséquence des pénalités dans le cadre des contrats avec EDF (et avec le Central Electricity Board à l'île Maurice). En outre, les relations contractuelles avec les producteurs de cannes à sucre fournisseurs de bagasse et réceptionnaires de vapeur pourraient subir un impact négatif si le Groupe se trouvait dans l'incapacité d'absorber et traiter leur bagasse et de les alimenter en vapeur, en raison d'arrêts de travail.

2.10 Risques liés aux obligations de remise en état des sites

L'exploitant d'une installation industrielle est en règle générale, selon des modalités variables selon les pays, responsable de la remise en état et de la décontamination du site à l'arrêt de l'exploitation.

S'agissant d'unités telles que les centrales thermiques, le Code Français de l'Environnement prévoit la détermination du niveau de décontamination cas par cas, selon l'usage futur du site. Ces dispositions n'ont jusqu'ici pas affecté significativement le Groupe, compte tenu de la nature des matériaux constitutifs des installations (béton des fondations, non générateur de contaminations, acier et métaux ferreux réutilisables ou cessibles) et des processus de fonctionnement non créateurs de pollution des sols. Toutefois, le Groupe, qui n'a pas constitué à son bilan de provisions à ce titre, ne peut garantir qu'il ne pourrait avoir à faire face, dans l'avenir, à des dépenses de remise en état d'un coût excédant la valeur de récupération des matériels.

S'agissant des parcs éoliens, le niveau requis de remise en état n'est pas précisé par la réglementation, mais généralement déterminé dans les baux relatifs au terrain. Le Groupe ne peut garantir que des règles plus strictes de remise en état ne seront pas instituées ou que des travaux de remise en état ne devront pas être effectués lors de l'arrêt de l'exploitation. Il ne peut non plus anticiper ce que sera le contenu des décrets dont l'intervention a été annoncée, appelés à fixer le montant des garanties financières au titre de la remise en état.

2.11 Risques liés aux choix stratégiques opérés par le Groupe

• Choix d'investir massivement dans l'énergie solaire

Le Groupe a pris la décision stratégique d'investir fortement dans la production d'électricité d'origine solaire, y compris au moyen d'acquisitions.

Il a ainsi, à la fin de 2006, acquis 95,02 % des sociétés SCE Société de Conversion d'Énergie et Plexus-Sol à la Réunion et conclu un contrat en vue d'acquérir certaines sociétés en Espagne, sous condition de l'obtention préalable par ces sociétés des permis et autorisations nécessaires à l'exploitation d'installations photovoltaïques.

Il conduit une politique très active de prospection et de prise à bail de toitures et de terrains destinés à recevoir des équipements photovoltaïques, tant dans les DOM y compris la Guyane que dans les régions les plus ensoleillées de la France métropolitaine et dans des pays limitrophes de l'Europe du Sud.

Il a parallèlement conduit une action d'approvisionnement en panneaux solaires comportant un contrat l'obligeant à acheter 150 MW de modules photovoltaïques au fabricant First Solar sur la période courant jusqu'à 2012.

Le Marché que cible ainsi le Groupe est cependant, en Europe à l'exception de l'Allemagne, à un stade encore très précoce de développement, et les intervenants n'y bénéficient pas d'effets d'expérience. Le Groupe comme d'ailleurs ses concurrents pourraient mal apprécier l'évolution de la demande, la qualité et la fiabilité à terme des équipements qu'ils choisissent, les coûts de maintenance et d'entretien, la détermination des Autorités publiques des pays concernés à encourager le développement de la production d'électricité photovoltaïque de façon durable.

En raison de ces incertitudes propres à l'apprentissage d'un volet nouveau de son métier d'énergéticien, les acquisitions, investissements et initiatives prises par le Groupe dans le domaine photovoltaïque, où il a prévu d'engager 650 millions d'euros d'investissements d'ici à 2012 pourraient ne pas atteindre les niveaux de profitabilité escomptés.

• Choix d'effectuer une partie importante de ses approvisionnements en équipements solaires dans le cadre d'un contrat pluriannuel avec un fournisseur de panneaux à couche mince

La bonne exécution du contrat pluriannuel passé avec le fabricant de panneaux à couche mince First Solar est d'une grande importance pour le Groupe.

Au cas où First Solar ne parviendrait pas à effectuer avec régularité les livraisons prévues, ou à honorer ses obligations contractuelles concernant les spécificités du produit, le Groupe aurait des difficultés à obtenir des panneaux d'autres fournisseurs, parmi lesquels rares sont ceux qui maîtrisent la technologie des panneaux à couche mince.

Au cas par ailleurs où le Groupe ne parviendrait pas à développer son activité dans le secteur de l'énergie solaire aussi fortement et rapidement qu'il le prévoit, il devrait néanmoins respecter son engagement d'achat des quantités de panneaux contractuellement fixées pour la période 2007-2012 avec First Solar : cet engagement s'élève globalement à 208 millions d'euros au 31 décembre 2007.

La survenance de telles circonstances pourrait ainsi affecter la réalisation des objectifs du Groupe et exercer un impact défavorable sur ses résultats.

2.12 Risques liés à la détention de participations minoritaires dans certaines sociétés chargées de projets

Le Groupe lorsqu'il structure un projet peut choisir ou être tenu en application du Droit local, de participer en tant qu'actionnaire minoritaire à la société chargée de la réalisation du projet, tout en conservant certaines fonctions de gestion de projet, pour lesquelles il perçoit une rémunération.

Tel est le cas à l'île Maurice où le Groupe ne détient que des participations minoritaires dans les sociétés CTBV, CTDS, CTSAV.

En sa qualité d'actionnaire minoritaire de ces sociétés, le Groupe n'en exerce pas le contrôle juridique ou économique complet.

Un désaccord avec d'autres actionnaires ou les équipes de développement locales pourrait affecter les activités, la situation financière où les résultats financiers du Groupe, ou sa capacité à réaliser ses objectifs, ou sa capacité à recevoir des dividendes.

Par ailleurs, les intérêts minoritaires du Groupe sont comptabilisés selon la méthode de la mise en équivalence. L'adoption de structures différentes ou la modification des méthodes de comptabilisation, bien que neutre en termes de flux de trésorerie, pourrait avoir un impact sur les résultats d'exploitation consolidés.



2.13 Risques liés au positionnement sur des marchés concurrentiels

Dans le secteur de la production d'électricité à partir de centrales thermiques, les centrales bi-combustible bagasse/charbon déjà implantées par le Groupe à la Réunion et à la Guadeloupe absorbent toute la capacité de fourniture de bagasse des sucreries, et les propositions de nouveaux projets devront porter sur des centrales plus classiques, plus facilement accessibles à des concurrents. Le Groupe ne peut garantir qu'il sera en mesure dans l'avenir d'accroître, ou même de maintenir, le pourcentage important de couverture des besoins d'électricité assuré par lui dans les DOM. EDF peut choisir de vouloir accroître sa propre part dans la couverture de ces besoins, et d'autres producteurs peuvent prétendre prendre pied sur ces marchés, malgré les fortes barrières d'entrée qui les caractérisent.

Dans les secteurs de l'électricité éolienne et de l'électricité photovoltaïque, la concurrence s'annonce de plus en plus vive. Elle porte d'une part sur la prospection de sites favorables et l'obtention sur ces sites d'abord des droits fonciers réels, puis des permis et autorisations nécessaires. Elle porte également d'autre part sur la qualité et les caractéristiques coûts/ avantages des technologies et matériels utilisés.

Le Groupe surveille attentivement tous ces paramètres concurrentiels et conduit une stratégie permanente d'attractivité de ses projets. Mais certains des producteurs qui cherchent à pénétrer le secteur des énergies renouvelables, ou à y occuper une position très forte, et parmi lesquels figurent des opérateurs historiques au niveau international, disposent de moyens financiers supérieurs et de ressources humaines plus nombreuses et largement réparties. Ceci leur permet de conduire des politiques de développement comportant acquisition de droits fonciers à prix très élevés et acceptation de marges faibles durant les phases initiales d'exploitation. Le Groupe ne peut donc garantir qu'au-delà des succès qu'il a déjà rencontrés, il pourra atteindre ses objectifs de croissance.

2.14 Risques liés à la dépendance à l'égard d'un nombre limité de clients

Le Groupe vend la quasi-totalité de l'électricité qu'il produit dans le cadre de contrats de longue durée conclus avec EDF en France, le Central Electricity Board à l'île Maurice.

Ces contrats font suite, en ce qui concerne l'électricité d'origine thermique, à l'acceptation par le co-contractant de projets proposés par le Groupe pour répondre aux besoins identifiés du réseau.

En ce qui concerne l'électricité d'origine éolienne et photovoltaïque, ce sont des contrats passés en application des réglementations imposant aux réseaux des obligations d'achat de ces formes d'énergie, pour stimuler leur développement jugé souhaitable par les Pouvoirs publics soucieux de la valorisation de ressources locales renouvelables et non génératrices d'effet de serre.

Tout manquement d'EDF et du CEB à leurs obligations de paiement, ou retard dans l'exécution de ces obligations, peut avoir un effet défavorable sur les besoins en fonds de roulement et la situation de trésorerie du Groupe.

D'autre part, si les contrats conclus avec EDF et le CEB sont structurellement de longue ou très longue durée, ces acheteurs n'ont aucune obligation de les renouveler à leur expiration (étant

précisé que la première date d'expiration des contrats des centrales thermiques est 2030).

Le Groupe ne peut pas garantir que ses clients décideront de tels renouvellements, ou ne conditionneront pas les renouvellements à des conditions défavorables, quelle que soit leur appréciation de la qualité des prestations fournies pendant la période d'exécution du contrat initial.

Dans l'hypothèse de non renouvellement des contrats, le Groupe devrait cesser l'exploitation des installations concernées et démanteler celles-ci, ou les vendre si cela s'avérait possible.

2.15 Risques liés aux contraintes de financement des projets

Le Groupe finance essentiellement ses nouveaux projets d'investissement au moyen de contrats de crédit-bail conclus au niveau de chaque société de projet. En outre, certaines opérations de la Société-mère sont financées par des prêts bancaires. Au 31 décembre 2007, l'encours des dettes s'élevait à 440,3 millions d'euros dont 286,7 millions d'euros au titre des crédits-baux et 153,6 millions d'euros au titre des emprunts bancaires.

Le Groupe ne peut pas garantir qu'il sera en mesure de lever à l'avenir le financement nécessaire à la mise en œuvre de la totalité de ses objectifs, ni que les conditions de marché seront favorables pour ce financement. S'il ne parvenait pas à obtenir un financement suffisant à des conditions acceptables, sa capacité à construire de nouvelles unités de production pourrait s'en trouver affectée de manière défavorable.

En outre, certains des prêts bancaires du Groupe contiennent des clauses restrictives, qui pourraient entraver la mise en œuvre de ses plans d'expansion au cas où il ne parviendrait pas à en négocier la levée si et lorsque cela s'avérerait nécessaire.

Par ailleurs, le non respect par la Société ou ses filiales des engagements énoncés dans les contrats de financement pourrait provoquer l'exigibilité anticipée des montants dus et, si le manquement intervenait pendant la période de construction d'une unité de production particulière, la Société pourrait être directement responsable du paiement des sommes dues.

2.16 Risques liés à l'importance des engagements hors bilan

Le Groupe a contracté des engagements hors bilan dans le cadre de ses opérations courantes.

Ces engagements sont généralement :

- des clauses de recours à l'égard du Groupe pour le paiement des obligations découlant des contrats de crédit-bail conclus par les sociétés de projet, pendant les phases de construction des unités de production,
- des garanties de bonne fin,
- des obligations d'acquiescer des unités de production et des équipements,
- des obligations d'acheter des actions de sociétés de projet.

La survenance d'événements imposant au Groupe d'honorer ces engagements pourrait avoir, concernant certains d'entre eux, un effet défavorable significatif sur les résultats opérationnels et la situation financière du Groupe.

3. RISQUES INTERNES AU GROUPE

3.1 Risques liés à la dépendance à l'égard de dirigeants, cadres et employés-clés

L'obtention des objectifs du Groupe dépendra dans une large mesure de la mobilisation totale de certains éléments clés de ses ressources humaines : membres de l'équipe dirigeante de la société mère, dirigeants locaux, cadres et employés ayant une expérience considérable de la construction et de l'exploitation de centrales thermiques ainsi que de la conduite des opérations et d'activités dans les DOM et à la l'île Maurice.

En cas de démission, cessation d'activité ou réduction d'activité concernant ces personnes, il serait très difficile au Groupe de leur trouver des remplaçants rapidement opérationnels. Dans ces circonstances, la capacité du Groupe à réaliser ses objectifs et à maintenir ses activités de manière profitable se trouverait affectée.

3.2 Risques liés à la rapidité du rythme de croissance et à l'augmentation du nombre des filiales, au regard de la nécessité de ne pas dégrader la capacité de suivi et de maîtrise de contrôle des affaires

Du début 2004 à la fin de 2007, le groupe a en effet :

- Dans le domaine thermique, mis en exploitation cinq nouvelles unités de production dont trois via des sociétés nouvelles (CTDS, CCG, CTSAV), et créé une société chargée de la réalisation d'une nouvelle centrale en Guadeloupe (Caraïbes Énergie).
- Dans le domaine éolien, mis en exploitation trois parcs (parmi lesquels celui de La Haute-Lys qui a été cédé pendant la période), entamé la construction de deux autres et mis en développement plusieurs autres projets, toujours via des sociétés nouvelles.
- Enfin, dans le domaine photovoltaïque, engagé avec vigueur (à partir de la fin de 2006) une action de pénétration du marché dont les conditions d'exercice sont marquées par la multiplicité des structures d'intervention et la décentralisation des opérations : car il s'agit de mettre en place sur un grand nombre de sites des installations d'une puissance unitaire limitée, à l'issue de campagnes locales de prospection de toitures, bâtiments ou terrains d'assiette effectuées par des équipes technico-commerciales dédiées.

Cette activité photovoltaïque a entraîné à partir du moment où elle a été initiée un important renforcement des effectifs opérationnels, commerciaux et techniques, tant au niveau de la Société Séchillienne-Sidec S.A. pour les tâches d'études, de conception et d'assistance aux structures locales, qu'au niveau de ces structures. Ces dernières comptaient déjà à la fin 2007, sept sociétés.

Ces évolutions qui se prolongeront en 2008 et ultérieurement créent un besoin accru de suivi, coordination et contrôle, dont les responsables du Groupe sont conscients que le maintien de la qualité impliquera un renforcement des moyens humains et matériels affectés à ces tâches.

4. RISQUES DE MARCHÉ

4.1 Risques de liquidité

- Au 31/12/2007, la position de liquidité se décomposait comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Autres actifs financiers courants	43 831	52 139
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 840	361
Lignes de crédit non utilisées	20 000	20 000
Position de liquidité	67 671	72 500

- Le Groupe disposait à la même date de lignes de crédit confirmées d'un montant de 20 millions d'euros se décomposant comme suit : 15 millions d'euros de crédit revolving et 5 millions d'euros de découvert autorisé

4.2 Risques de taux

- Les lignes de financement mises en place dans le cadre du refinancement intervenu le 17 février 2006 étaient au 31 décembre 2007 utilisées à hauteur de 79,5 millions d'euros et ont fait l'objet de swaps (échange de taux variables contre taux fixes) à hauteur de 66,5 millions d'euros. La partie de sa dette exposant la société Séchillienne-Sidec à un risque de taux est donc faible.

- Pour les filiales, dans le cas où les financements par emprunt ou par crédit-bail ne sont pas à taux fixe, la variation des taux d'intérêt sur le financement est répercutée aux clients quand les dispositions des contrats le permettent. Lorsque selon ces dispositions, la variation des taux n'est pas répercutable, la société porteuse du contrat de financement a mis en place des opérations de couverture adaptée : souscription d'un « tunnel » (achat cap et vente floor) s'agissant de l'unité CTBR-2 ; réalisation d'un swap de taux variable contre un taux fixe s'agissant de l'unité CTG-B ; réalisation d'un swap de taux variable contre un taux fixe s'agissant du financement de la turbine à combustion de la CCG au Galion.

L'endettement du Groupe s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Emprunts et dettes financières		
Taux fixes	132 191	110 202
Taux variables	308 071	312 870
Sous-total emprunts et dettes financières	440 262	423 072
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Banque	3 838	361
Placement des avances des crédits-bailleurs	0	0
Titres de placement	43 831	9 769
Sous-total trésorerie et équivalents de trésorerie	47 669	10 130
Comptes courants des entités consolidées par mise en équivalence	0	512
Endettement financier net	392 593	413 454

L'endettement financier net ressort à 392 593 milliers d'euros au 31 décembre 2007 contre 413 454 milliers d'euros au 31 décembre 2006. Hors financement de projet sans recours et préfinancement des nouvelles unités, la dette nette s'établit à 38 342 milliers d'euros au 31 décembre 2007 contre 74 514 milliers d'euros au 31 décembre 2006.

• Sensibilité des actifs et passifs financiers aux variations de taux d'intérêt

Cette sensibilité S ressort du tableau ci-dessous qui retrace au 31 décembre 2007 sur les plages d'échéance inférieure à un an, un an à cinq ans et au-delà de cinq ans, l'encours de la dette et des actifs financiers avant et après prise en compte des instruments de hors bilan (l'échéance des actifs et des dettes à taux révisable est celle de la révision des taux).

En millions d'euros	JJ à 1 an	1 an à 5 ans	Au-delà
Passifs financiers	322	73	45
Actifs financiers	45	21	17
Position nette avant gestion	277	52	28
Hors bilan	163	0	
Position nette après gestion	114	52	28

*S = Position nette à renouveler à moins d'un an après gestion
x 1% de variation du taux court terme
x durée moyenne (un an) à courir d'ici la fin du prochain exercice*

L'impact financier d'une hausse de 1% des taux d'intérêt serait ainsi de 2 771 milliers euros.

Le rapport entre ce montant et le montant total des frais financiers acquittés l'année écoulée (21 377 milliers euros) est de 12,96 % et indique l'impact relatif de l'évolution des taux sur les charges financières du Groupe.

L'augmentation des charges de 2 771 milliers d'euros est répercutée aux clients (dispositif prévu dans les contrats de vente d'électricité) à hauteur de 1 019 milliers d'euros.

Par ailleurs, cette augmentation est couverte à hauteur de 1 632 milliers d'euros par les swaps de taux variables contre taux fixes mis en place par la Société.

L'impact réel de la hausse de 1 % des taux d'intérêts serait donc de 120 milliers d'euros.

4.3 Risques de change

- Les opérations du Groupe sont réalisées principalement en euros, à l'exception :
 - des achats de charbon des filiales libellés en Dollars US, les prix de vente aux clients tenant compte en particulier de l'évolution de change,
 - de l'activité des sociétés dans lesquelles Séchillienne-Sidec détient des participations minoritaires à l'île Maurice, et dont les comptes sont établis en roupies mauriciennes.

Le risque de change lié aux filiales mauriciennes résulte principalement :

- de l'impact de la variation de change sur la valeur globale de la mise en équivalence (comptabilisé directement en capitaux propres),
- de la revalorisation des dettes financières, libellées dans certains cas en euros,
- de l'indexation partielle des contrats de vente d'électricité sur l'euro.

- Le paiement des panneaux solaires achetés à First Solar s'effectue en euros.
- Le Groupe n'utilise pas d'instruments financiers de couverture de change.

• Au 31/12/2007, les risques de change s'analysent comme suit :

	Valeur en milliers d'euros des éléments comptabilisés en roupies mauriciennes	
	Au 31/12/2007	31/12/2006
Actifs (titres mis en équivalence)	26 155	16 250
Passifs	(618)	0
Position nette avant gestion	25 537	16 250
Hors bilan	0	0
Position nette après gestion	25 537	16 250

4.4 Risques sur actions

Le risque est limité du fait de la nature des placements de trésorerie (SICAV monétaires bénéficiant de bonnes notations et souscrites auprès d'établissements reconnus).

Le portefeuille d'actions propres représente 27 100 actions détenues par la CICM au 31 décembre 2007.

4.5 Risques de contrepartie

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats, notamment des acheteurs de l'électricité des filiales, le risque de contrepartie lié aux comptes clients est non significatif. Le groupe n'a par ailleurs pas de dépendance spécifique à l'égard de ses fournisseurs.

5. RISQUES JURIDIQUES

Les sociétés du Groupe pourraient être impliquées dans des procédures de nature administrative, juridique ou arbitrale dans le cours de leurs activités.

Les principales hypothèses dans lesquelles de telles procédures pourraient être initiées sont :

- l'éventuel irrespect d'engagements contractuels,
- l'éventuel irrespect de prescriptions législatives et réglementaires en particulier celles applicables aux installations classées pour la protection de l'environnement,
- l'éventuelle transgression des conditions assortissant la délivrance des permis de construire et autorisations d'exploiter,
- le dépôt d'éventuels recours par des tiers à l'encontre des permis et autorisations obtenues,
- la survenance éventuelle dans les unités du Groupe d'incidents ou accidents entraînant des dommages corporels et/ou matériels et provoquant des poursuites et des demandes d'indemnisation.



6. ASSURANCES ET COUVERTURE DES RISQUES

Le Groupe a contracté des garanties d'assurance couvrant les risques des diverses entités qui le composent, auprès de compagnies notoirement connues.

Ce sont :

- des polices « Construction » mises en place pour la réalisation des nouveaux investissements,
- des polices « Dommages » dont les plus importantes sont de type « tout risque sauf » et « Dommages et Pertes d'Exploitation consécutives après événements dénommés »,
- des polices « Responsabilité Civile », générale et professionnelle, « Responsabilité Civile atteinte à l'Environnement » et « Responsabilité Civile mandataires sociaux »,
- des assurances automobiles et individuelles accident.

Cependant, le Groupe ne peut pas garantir que ces polices sont ou seront suffisantes pour couvrir les pertes qui résulteraient d'un arrêt majeur d'exploitation des centrales, pour réparer ou remplacer les sites endommagés ou pour indemniser des conséquences de toute action susceptible d'être initiée par un tiers.

La situation financière et les résultats d'exploitation du Groupe pourraient être significativement affectés s'il devait subir un grave sinistre non assuré ou insuffisamment assuré, ou excédant notablement les plafonds de garantie institués par les compagnies d'assurances, ou s'il pâtissait d'un retard dans le remboursement des indemnités d'assurance.

En outre, les polices d'assurances du Groupe sont révisables annuellement par ses assureurs. Il ne peut garantir que le niveau

des primes n'augmentera pas ou que les tarifs d'assurance ne deviendront pas volatils.

Pour les centrales thermiques, toute augmentation des primes pourrait avoir un impact défavorable sur les marges bénéficiaires dans la mesure où la prime fixe incorporée dans la tarification des contrats d'achat d'électricité n'a pas pris ces coûts supplémentaires en compte.

Pour les installations éoliennes et photovoltaïques, toute hausse significative des coûts d'assurance pourrait avoir un effet défavorable sur les résultats d'exploitation du Groupe, car les contrats conclus dans le cadre de l'obligation d'achat imposée au réseau ne prévoient aucune évolution de prix liée à une variation de coût.

Politique de couverture des risques et assurances

Le Groupe est extrêmement attentif à la minimisation de ses risques et à la bonne adaptation à ceux-ci des assurances qu'il contracte.

Pour ses investissements, il procède à une sélection rigoureuse des projets à partir d'un examen préalable complet comportant analyse des risques dans des hypothèses très défavorables.

Il introduit également un volet systématique d'examen des risques pour le choix de ses fournisseurs et la conclusion de ses contrats d'approvisionnement.

Il accorde par ailleurs beaucoup d'attention au suivi des conditions de vieillissement des équipements, à la qualité des opérations de maintenance et d'entretien, à l'étude et à la diffusion dans les diverses unités de production, des leçons et enseignements à tirer des incidents techniques et dysfonctionnements lorsqu'il s'en produit.

Les indications ci-dessous résument les polices couvrant les sociétés du Groupe en 2007 :

- **Couverture construction**

- a) Domaine éolien**

Pendant leur construction, couverture des éoliennes de Bambesch et de Niedervisse à hauteur de :

- Dommages : 21 550 000 euros,
- Pertes d'exploitation anticipées : 3 750 000 euros.

- b) Domaine solaire**

pendant leur construction les centrales photovoltaïques ont été couvertes à hauteur de :

- Dommages : 51 861 000 euros,
- Pertes d'exploitation anticipées : 5 565 000 euros.

- **Couverture dommages et perte d'exploitation**

- a) Domaine thermique**

Pour l'année 2007, les Compagnies Thermiques de Bois-Rouge, du Gol et du Moule ainsi que la Compagnie de Cogénération du Galion à partir du 1^{er} avril ont été couvertes par une police dommages (dite Tous Dommages Sauf) et pertes d'exploitation souscrite auprès de Gan Eurocourtage.

En dommages directs les capitaux suivants ont été assurés :

- Mobilier et Immobilier : 557 333 390 euros jusqu'au 1^{er} avril et 588 883 390 euros à compter du 1^{er} avril,
- Frais et Pertes : 10 000 000 euros,
- Recours des voisins/tiers : 20 000 000 euros,
- Garantie Automatique : 7 800 000 euros.

En pertes d'exploitation la couverture a porté sur : 105 100 000 euros.

Les compagnies thermiques sont dans le cadre de cette police couvertes à hauteur des capitaux assurés avec une limite contractuelle d'indemnité par sinistre de 150 000 000 euros, dommages et pertes d'exploitation cumulés, pour les événements suivants : incendie, explosion, foudre, dommages aux appareils électriques et électroniques, chutes d'aéronefs, choc de véhicule terrestre, dégâts des eaux, grêle, poids de la neige, attentats, fumées et catastrophes naturelles.

Pour les autres événements les sous-limites (dommages directs et pertes d'exploitation) suivantes s'appliquent :

- Tempête/ouragans/cyclones non classés en Catastrophe Naturelle :
 - Guadeloupe : 50 000 000 euros,
 - Martinique : 76 505 000 euros,
 - Réunion : 150 000 000 euros,
 - Bris de machine : 36 000 000 euros,
 - Autres événements : 55 000 000 euros.
- Franchise par sinistre :
 - Dommage direct 800 000 euros (sauf tempête, ouragan, cyclone 10 % des dommages avec un minimum de 800 000 euros),
 - Pertes d'exploitation 30 fois le montant journalier de la marge brute avec un minimum de 500 000 euros.

De plus dans les cas de la Compagnie Thermique de Bois-Rouge et de la Compagnie Thermique du Gol, en raison du nombre

des installations sur le site, une couverture supplémentaire de 130 000 000 euros a été souscrite auprès de AIG Europe pour couvrir les dommages et pertes d'exploitation en excédent de 150 000 000 euros.

- b) Domaine éolien**

Les Éoliennes de La Haute-Lys ont été couvertes à hauteur de :

- Dommages directs : 41 786 448 euros,
- Perte d'exploitation : 8 000 000 euros.

Les Éoliennes de Vanault-le-Châtel ont été couvertes à hauteur de :

- Dommages directs : 7 975 150 euros,
- Perte d'exploitation : 1 650 000 euros.

- c) Domaine solaire**

les sociétés photovoltaïques ont été couvertes à hauteur de :

- Dommages directs 53 726 826 euros,
- Perte d'exploitation 5 866 899 euros.

- **Responsabilité civile exploitation**

Une police Responsabilité Civile Exploitation a été souscrite auprès de AGF Courtage Globale pour Séchillienne-Sidec, CTBR, CTG, CTM, les Éoliennes de La Haute-Lys, QEA, SCE Société de Conversion d'Énergie, Plexus-Sol et Power Alliance.

Montant garantie RC exploitation : 16 000 000 euros (par sinistre ou par année d'exploitation), dont :

- Dommage Matériels et immatériels non consécutifs : 6 000 000 euros,
- Atteintes accidentelles à l'environnement : 1 525 000 euros.

Les franchises sont de 5 000 euros par sinistre (sauf corporel) pour la RC exploitation et de 46 000 euros par sinistre pour la RC professionnelle.

- **Responsabilité civile atteinte à l'environnement**

CTBR, CTG, CTM ont été couvertes auprès de AGF courtage globale par une police responsabilité civile spécifique atteinte à l'environnement dont les caractéristiques sont les suivantes :

- RC exploitation « atteintes à l'environnement » : 6 100 000 euros, (par sinistre ou par année d'assurance par centrale),
- Dommages matériels et immatériels : 3 050 000 euros,
- Les franchises sont de 7 600 euros.

- **Responsabilité civile pertes pécuniaires de l'employeur**

Séchillienne-Sidec, CTBR, CTG, CTM, EMS, STP, CTP ont été couvertes par une police responsabilité civile « pertes pécuniaires de l'employeur » pour un montant de 2 500 000 euros (par sinistre ou par année d'assurance) avec une franchise de 15 000 euros par sinistre.

- **Responsabilité civile mandataire sociaux**

Les dirigeants de Séchillienne-Sidec et de ses filiales ont été couverts par une police « responsabilité civile mandataire sociaux » souscrite auprès de AIG Europe pour un montant de 10 000 000 euros (par période d'assurance).

- **Multirisques bureaux**

Les bureaux de Séchillienne-Sidec ont été couverts auprès de GAN Eurocourtage par une police multirisques à hauteur de 76 330 euros en cas d'incendie ou de dégâts des eaux.

A - ORGANES D'ADMINISTRATION, DE DIRECTION ET DE SURVEILLANCE ET DIRECTION GÉNÉRALE

1. LE CONSEIL D'ADMINISTRATION

1.1 Règles relatives au Conseil d'Administration

Selon les statuts de Séchilienne-Sidec, l'administration de la Société est confiée à un Conseil composé d'au moins trois membres et de douze membres au plus, nommés par l'Assemblée Générale des Actionnaires. Le Conseil d'Administration comprend actuellement huit membres.

Le nombre des administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne peut être supérieur au tiers du nombre des administrateurs en fonction, qu'ils soient des personnes physiques ou des représentants de personnes morales.

Les membres du Conseil d'Administration sont nommés pour une durée de quatre années et peuvent être réélus à la fin de leur mandat. Si une place d'administrateur devient vacante, le Conseil peut procéder, à titre provisoire, à une nomination pour la durée restant à courir du mandat de l'administrateur remplacé, qui doit être ratifiée par la plus proche Assemblée Générale.

Selon les dispositions de la loi française, il est interdit à la Société de consentir à l'un de ses administrateurs un prêt, une facilité de caisse ou un quelconque cautionnement.

Les mandataires sociaux qui envisageraient, directement ou indirectement, personnellement ou par le biais d'un intermédiaire, de conclure un contrat avec la Société sont tenus d'en informer le Conseil d'Administration ainsi que les Commissaires aux Comptes. Tout accord de ce type doit faire l'objet d'une autorisation préalable du conseil, sans que l'administrateur concerné ait le droit de participer au vote de la résolution. L'accord doit au surplus être soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires après lecture du rapport spécial des Commissaires aux Comptes.

En vertu de la loi française, les administrateurs sont tenus responsables de tout dommage découlant de la violation des dispositions légales ou réglementaires applicables aux sociétés anonymes, ainsi que de la violation des statuts de la Société ou de toute gestion déficiente. La responsabilité des administrateurs pour de tels actes est engagée individuellement et conjointement.

Les statuts de la Société font obligation aux administrateurs de détenir chacun vingt actions inscrites sous la forme nominative, pendant toute la durée de leur mandat. L'administrateur qui ne remplit pas cette condition lors de sa nomination, ou qui cesse de la remplir en cours de mandat, est réputé démissionnaire d'office s'il n'a pas régularisé sa situation dans un délai de trois mois.

1.2 Composition du Conseil d'Administration au 31 décembre 2007

Le tableau ci-après en rend compte :

Dénomination des membres	Fonction exercée dans la Société	Date d'entrée au Conseil	Date de début du mandat en cours	Date de fin du mandat en cours
Dominique FOND (né le 26/08/1947)	Président Directeur Général	20 octobre 2005 (nomination provisoire ratifiée par l'AG du 17 mai 2006)	17 mai 2006	Assemblée des actionnaires à tenir en 2009 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2008
Michel BLEITRACH (né le 09/07/1945)	Administrateur	17 mai 2006	17 mai 2006	Assemblée des actionnaires à tenir en 2010 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2009
Financière Hélios représentée par Hervé DESCAZEUX (né le 10/05/1967)	Administrateur	12 juillet 2005 (nomination provisoire ratifiée par l'AG du 17 mai 2006)	17 mai 2006	Assemblée des actionnaires à tenir en 2009 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2008
Patrick de GIOVANNI (né le 04/03/1945)	Administrateur	12 juillet 2005 (nomination provisoire ratifiée par l'AG du 17 mai 2006)	10 mai 2007	Assemblée des actionnaires à tenir en 2011 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2010
Xavier LENCOU-BARÈME (né le 27/01/1937)	Administrateur, Secrétaire général, Conseiller du Président	19 mai 2004 (nomination provisoire ratifiée par l'AG du 27 mai 2005)	27 mai 2005	Assemblée des actionnaires à tenir en 2009 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2008
Guy RICO (né le 04/04/1946)	Administrateur	18 décembre 2001	27 mai 2005	Assemblée des actionnaires à tenir en 2009 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2008
Claude ROSEVEGUE (né le 26/01/1947)	Administrateur	21 septembre 2006 (nomination provisoire ratifiée par l'AG du 10 mai 2007)	10 mai 2007	Assemblée des actionnaires à tenir en 2011 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2010
Jean STERN (né le 04/02/1940)	Administrateur, Président du comité d'audit et des comptes	18 décembre 2001	27 mai 2005	Assemblée des actionnaires à tenir en 2009 pour l'approbation des états financiers de l'exercice clos au 31/12/2008

Sur les huit membres du conseil, trois (Messieurs Hervé DESCA-ZEAUX représentant Financière Hélios, Patrick de GIOVANNI et Claude ROSEVEGUE) appartiennent au Groupe Apax Partners détenteur au 31 décembre 2007 via Financière Hélios de 43,10 % du capital de Séchilienne-Sidec. Un autre (Monsieur Xavier LENCOU-BARÈME) est salarié de la Société, où il occupe les fonctions de Secrétaire Général, conseiller du Président Directeur Général.

Les décisions qui ont porté sur des mandats d'administrateur en 2007 ont concerné :

- Monsieur Patrick de GIOVANNI dont le mandat, ratifié par l'AG du 17 mai 2006, et qui expirait à la date de l'AG du 10 mai 2007

statuant sur les états financiers de l'exercice clos au 31 décembre 2006, a été renouvelé par cette dernière.

- Monsieur Claude ROSEVEGUE dont le mandat, courant jusqu'à la date de l'AG du 10 mai 2007, statuant sur les états financiers de l'exercice clos au 31 décembre 2006, a été ratifié par cette dernière, qui l'a ensuite renouvelé.

Aucune délibération portant sur des mandats d'administrateur n'est proposée à l'Assemblée Générale de mai 2008.

1.3 Autres fonctions ou mandats exercés par les Administrateurs

	En 2007	Au cours des cinq dernières années
Dominique FOND		Directeur Général Délégué de Séchilienne-Sidec jusqu'au 20 octobre 2005
		Directeur Général de Séchilienne-Sidec jusqu'au 17 mai 2006
	Président Directeur Général de la Compagnie Thermique de Bois-Rouge, CTBR	PDG de la CTBR
	Président de la Société Exploitation Maintenance Service, EMS	Président d'EMS
	Administrateur de la Compagnie Thermique du Gol, CTG (Directeur Général Délégué)	Administrateur de la CTG (Directeur Général Délégué)
	Administrateur de la Société Sud Thermique Production, STP (Directeur Général Délégué)	Administrateur de la STP (Directeur Général Délégué)
	Administrateur de Caraïbes Thermique Production, CTP (Directeur Général Délégué)	Administrateur de la CTP (Directeur Général Délégué)
	Administrateur de la Société Recyclage Cendres et Mâchefers Industries, RCMI	Administrateur de la RCMI
	Administrateur de la Compagnie Industrielle Cendres et Mâchefers, CICM	Administrateur de la CICM
	Administrateur de la Compagnie Thermique de Bellevue (Île Maurice)	Administrateur de la CTBV (Île Maurice)
	Administrateur de la Compagnie Thermique du Sud (Île Maurice)	Administrateur de la CTDS (Île Maurice)
	Administrateur de la Compagnie Thermique de Savannah (Île Maurice)	Administrateur de la CTSAV (Île Maurice)
	En 2007	Au cours des cinq dernières années
Michel BLEITRACH	Président du Directoire de Kuvera	
	Président Directeur Général de Keolis	Président Directeur Général de Keolis
	Président de Keolis-Lyon	Président de Keolis-Lyon
	Administrateur de Faceo	Président de Cariane
		Président Directeur Général de Elyo
		Président du Directoire de Kuvera

**Hervé
DESCAZEUX**

*(Financière Hélios
n'est administrateur
que de Séchilienne-
Sidec S.A.)*

En 2007	Au cours des cinq dernières années
Président de Financière Hélios	Président de Financière Hélios
Administrateur de Groupe Outremer Telecom SA	Administrateur du Groupe Outremer Telecom SA
Administrateur de Ayeur SAS	Administrateur de Ayeur SAS
	Membre du comité exécutif de Fintel SAS
	Administrateur de Trocadéro Finances SAS
	Administrateur de Pareo Finances SAS
	Administrateur de Frans Bonhomme SAS
Director of the Board de Capiro AB (Suède)	Director of the Board de Capiro AB (Suède)
Director of the Board de Capiro Holding AB (Suède)	Director of the Board de Capiro Holding AB (Suède)
Director of the Board de Capiro Top Holding AB (Suède)	Director of the Board de Capiro Top Holding AB (Suède)
Director of the Board de Capiro Equity AB (Suède)	Director of the Board de Capiro Equity AB (Suède)

**Patrick
de GIOVANNI**

En 2007	Au cours des cinq dernières années
Président Directeur Général de Horis SA	Président Directeur Général de Horis SA
Membre du comité exécutif et Directeur Général de Financière Hélios	Président du Conseil de surveillance de Amboise Investissement
Administrateur de Apax Partners & Cie Gérance	Membre du comité exécutif et Directeur Général de Financière Hélios
Représentant permanent de Horis SA aux CA de HMI Grande Cuisine SA et de Frimaval SA	Administrateur de Apax Partners & Cie Gérance
Représentant Légal de Horis SA (Gérant) dans Horis Services SNC.	Représentant permanent de Apax Partners SA au CA de Seche Environnement
Gérant de SC Plamet	Représentant permanent de Apax Partners SA au CA de la Société Européenne Boissiere SA
Administrateur de GFI informatique, membre du comité d'audit et de contrôle interne	Administrateur de la Société Européenne Kleber SA
Administrateur de Vedici groupe SAS et de Vedici SAS.	Représentant permanent de Horis SA aux CA de HMI Grande Cuisine SA et de Frimaval SA
Directeur Général et membre du Comité d'Administration de Itefin Participations SAS	Représentant Légal de Horis SA (Gérant) dans Horis Services SNC.
	Gérant de SC Plamet
	Président de Trocadéro Finances SAS
	Président de Pareo Finances SAS
	Administrateur de Frans Bonhomme SAS
	Représentant permanent de Apax Partners SA au CA de Alcyon Finance
	Représentant permanent de Apax Partners SA au Conseil de Surveillance de Créatifs Groupe SAS et au Conseil de Surveillance de Créatifs SAS
	Administrateur de la société Serf SA
	Administrateur de la société Effik
	Administrateur de MMG SAS
	Administrateur de GFI Informatique, membre du comité d'audit et de contrôle interne
	Directeur Général et membre du Comité d'Administration de Itefin Participations SAS

**Xavier
LENCOU-BARÈME**

En 2007	Au cours des cinq dernières années
Président Directeur Général de la Compagnie Thermique du Gol, CTG	PDG de CTG
Président Directeur Général de la Société Sud Thermique Production, STP	PDG de STP
Administrateur de la Compagnie Thermique de Bois-Rouge, CTBR	Administrateur de CTBR
Administrateur de la Compagnie Thermique du Moule, CTM	Administrateur de CTM
Administrateur de la Société Recyclage Cendres et Mâchefer Industries, RCMI	Administrateur de RCMI

**Guy
RICO**

En 2007	Au cours des cinq dernières années
Représentant Permanent de Financière Tuileries Partenaires au Conseil de Surveillance de Clesmecca	Président de Financières Tuileries Développement FTD
Président Directeur Général de Paul Capital France SA	Directeur Général de Paul Capital France
Président de Financière Tuileries Développement SAS	Représentant permanent de FTD SAS au CA de Tectis
Administrateur De Socav SAS	Représentant permanent de FTD au conseil de surveillance de Clesmecca
Représentant Permanent De FTD SAS au Conseil d'Administration d'Eclair Group	Administrateur de Neville
Représentant Permanent De FTP 5 & 6 Conseil de Surveillance d'Enoholding SA	Administrateur de Socav

**Claude
ROSEVEGUE**

En 2007	Au cours des cinq dernières années
Administrateur de MG Participations SA	Administrateur de MG Participations
Administrateur de Camélia Participations SAS	Administrateur de Camélia Participations SAS
Administrateur de Prosodie	Administrateur de Prosodie
Membre du Comité de Surveillance de ACG Holding SAS	Membre du Comité de Surveillance de ACG Holding SAS
Membre du conseil de surveillance de Faceo SA	Membre du CS de FACEO
Membre du comité de surveillance de Financière Famax SAS	Membre du comité de surveillance de Financière Famax
Membre du comité exécutif de Financière Season SAS	Membre du comité exécutif de Financière Season
	Membre du comité exécutif de Fintel SAS
Représentant permanent de Apax Partners SA au conseil de Cognitis Group SA	Représentant permanent de Apax Partners SA au conseil de Cognitis
Représentant permanent de MG Participations SA au conseil d'artacrea	Représentant permanent de MG Participations SA au conseil d'Artacrea
	Représentant permanent de Apax Partners SA au conseil d'AIMS Software
	Représentant permanent de Apax Partners SA au conseil de Aigle International SA
	Administrateur de Aigle SA
	Représentant permanent de Apax Partners SA au conseil de Hubert Finance SAS
	Administrateur de Histoire d'Or Participations SA, de Financière d'Or et d'Histoire d'Or
Administrateur de International Electronics Engineering IEE SA (Luxembourg)	Administrateur de IEE SA (Luxembourg)
Administrateur de Captor SA (Luxembourg)	Administrateur de Captor SA (Luxembourg)
Représentant permanent de Apax Partners au conseil de NWL Investissements SA (Luxembourg)	Représentant permanent de Apax Partners SA au conseil de NWL Investissements SA (Luxembourg)
Gérant de NWB Investissements SPRL (Luxembourg)	Gérant de NWB Investissements SPRL (Luxembourg)
Director de Odyfinance SA (Luxembourg)	Director de Odyfinance SA (Luxembourg)
	Représentant Permanent de SCC au Conseil de Sandinvest

Jean STERN

En 2007	Au cours des cinq dernières années
Administrateur de Sogeprom	Président de Sogeprom
	Président de Coprim
Membre du conseil de surveillance de CMA-CGM	Membre du conseil de surveillance de CMA-CGM
Administrateur de Services et Transports	Administrateur de Services et Transports

1.4 Biographie des membres du Conseil d'Administration

Dominique FOND est né le 26 août 1947. Diplômé de l'École des Hautes Etudes Commerciales (HEC), il a commencé sa carrière dans le conseil puis chez un constructeur américain d'informatique.

En 1982, il a rejoint CdF Énergie, filiale de commercialisation de Charbonnages de France où il a joué un rôle déterminant dans la création puis la croissance de la Société Industrielle pour le Développement de l'Énergie Charbon et de la cogénération (Sidec).

Nommé Directeur général de cette dernière en 1989, il l'a engagée avec succès dans la production d'électricité via la filière bagasse/charbon. Après la fusion des sociétés Sidec et Séchillienne, il a été tour à tour Directeur Général délégué (décembre 2001), Directeur Général (octobre 2005) et enfin Président Directeur Général de Séchillienne-Sidec depuis mai 2006.

Michel BLEITRACH est né le 9 juillet 1945. Ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École Nationale des Ponts et Chaussées et titulaire d'une licence es sciences économiques et d'un MBA de l'université de Berkeley en Californie, il a commencé sa carrière dans le groupe d'ingénierie Bechtel, puis est entré au Ministère de l'Équipement où il a dirigé plusieurs grands programmes d'aménagements. Il a ensuite occupé au sein du Groupe ELF Aquitaine des postes en production-exploration et en chimie et développement industriel. De 1989 à 2003, il a exercé d'importantes responsabilités à la Lyonnaise des Eaux puis au sein du groupe Suez (PDG d'Elyo et de Suez Industrial Solutions). Depuis 2004, Michel BLEITRACH est consultant auprès de groupes industriels et de services et depuis le 17 février 2005 il est Président du Directoire de Kuvera et Président Directeur Général de sa filiale Keolis.

Financière Hélios, Société par actions simplifiée (SAS) immatriculée au Registre du commerce et des sociétés sous le numéro RCS Paris 483 039 806, dont le siège social est 45 avenue Kléber 75116 Paris, est actuellement l'actionnaire principal de la Société. Financière Hélios (administrateur de la Société) est représentée depuis le 12 juillet 2005 par **Hervé DESCAZEUX**. Celui-ci, né le 10 mai 1967, est diplômé de l'École supérieure de commerce de Paris (ESCP) et expert comptable. Il a vérifié les comptes de groupes internationaux et établi des rapports de due diligence pour des opérations de haut de bilan au sein du groupe Price Waterhouse Coopers pendant huit ans à Paris et aux Etats-Unis. En 1998, il a rejoint Apax Partners et en est directeur associé depuis 2005. Hervé DESCAZEUX est spécialisé dans les rachats d'entreprises par effet de levier dans les secteurs de services aux entreprises et des collectivités locales.

Patrick de GIOVANNI est né le 4 mars 1945. Ancien élève de l'École Polytechnique, il a débuté sa carrière à la Compagnie Française d'Organisation (COFROR) et a ensuite occupé diverses fonctions au sein du groupe Neiman (équipements automobiles) et au service des études industrielles de la Société Générale avant de devenir entrepreneur, puis de rejoindre le groupe Apax Partners. Il en est directeur associé depuis 1983. Patrick de GIOVANNI est ancien Président de l'Association française des investisseurs en capital, AFIC.

Xavier LENCOU-BARÈME est né le 27 janvier 1937. Ancien élève de l'École Nationale d'Administration (ENA), diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et titulaire de diplômes d'études supérieures en économie et droit public. Il a débuté sa carrière en 1965 au ministère de l'Économie et des Finances où il a exercé d'importantes responsabilités à la direction du Budget et au Service juridique. Il a été agent judiciaire du Trésor de 1982 à 1984. En 1984, il a rejoint le Groupe de Charbonnages de France où il a été directeur des services financiers et juridiques (1987 à 1997), puis conseiller du Président Directeur Général jusqu'en 2002. Il est depuis 2003, conseiller auprès du Président de Séchillienne-Sidec et secrétaire général de la Société.

Guy RICO est né le 4 avril 1946. Depuis 2001, il est un des partenaires de Paul Capital Partners, société américaine de capital-risque. Il est Président de la filiale française Paul Capital France. Auparavant, Monsieur RICO a été gérant de Financière Tuileries, un fonds de capital-risque qu'il a créé en 1996 et qui a depuis fusionné avec Paul Capital. Ancien Directeur de la Compagnie Financière de Rombas, filiale du groupe UAP, Guy RICO a également été Président de la Société française des analystes financiers (SFAF) et membre du comité scientifique de la Conférence « Organisation et qualité des marchés financiers », SBF - Bourse de Paris. Guy RICO, qui a commencé sa carrière comme officier de marine, est diplômé du Centre de formation à l'Analyse Financière et titulaire d'une maîtrise en économétrie. Il est également ingénieur diplômé de l'École Centrale de Lyon.

Claude ROSEVEGUE est né le 26 mai 1947. Il est diplômé de l'ESLSCA de Paris et expert-comptable. Il a débuté sa carrière en 1969 comme analyste financier chez General Electric information Systems. Il a ensuite passé trois ans chez Ford France en tant que Directeur comptable et Directeur de l'Informatique, puis quatre ans chez Lawry's Food France au poste de Directeur financier et huit ans chez Levi Strauss où il est devenu Directeur financier pour l'Europe basé à Bruxelles. Il a été ensuite contrôleur général de gestion du groupe FNAC avant de rejoindre le groupe Apax dont il est directeur associé depuis 1987.

Jean STERN est né le 4 février 1940. Diplômé de l'École des Hautes Études Commerciales (HEC), il a commencé sa carrière en 1962 à la Société Générale où il a exercé, notamment, les fonctions de Responsable des opérations spéciales (1965-1998) et de Directeur des financements (1998-2001). Il est, depuis 2001, Président de la filiale de promotion immobilière de la Société Générale, Sogeprom, et Président de Coprim depuis 2002.

1.5 Conventions de prestations de services passées avec les administrateurs

Le 12 décembre 2006, la Société a signé une convention de prestations de services, approuvée par une délibération du Conseil d'Administration du 21 septembre 2006 à laquelle Michel BLEITRACH n'a pas participé, avec la société MBV gérée par Michel BLEITRACH.

1.6 Actions de la Société détenues par les administrateurs au 31 décembre 2007

	Nombre d'actions
Dominique FOND	188 168
Financière Hélios, représentée par Hervé DESCAZEUX	11 986 723
Xavier LENCOU-BARÈME	1 000
Michel BLEITRACH	20
Claude ROSEVEGUE	20
Patrick de GIOVANNI	400
Guy RICO	400
Jean STERN	400
Total	12 177 131

1.7 Transactions effectuées sur les actions de la Société par les administrateurs et personnes liées aux administrateurs en 2007 (article 222-15-3 du règlement général de l'AMF)

- Dominique FOND a en 2007 réalisé en janvier et février une série de cessions portant au total sur 5 797 actions pour une valeur de 248 844 euros, soit au prix moyen de 42,93 euros. Il a, le 12 décembre 2007, souscrit pour un montant de 570 000 euros, 120 000 actions au prix unitaire de 4,75 euros suite à l'exercice de souscriptions d'actions attribuées par le Conseil d'Administration du 11 décembre 2003.
- Des personnes liées à Dominique FOND ont en 2007 réalisé en février, mars, avril et octobre une série de cessions portant au total sur 11 184 actions pour une valeur de 578 662 euros soit au prix moyen de 51,74 euros.

1.8 Le Président du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration nomme parmi ses membres un Président qui doit être une personne physique et un ressortissant de l'Union européenne aux termes des statuts.

Le Président est nommé pour une durée qui ne peut excéder la durée de son mandat d'administrateur et peut être révoqué à tout moment par le Conseil.

Il peut être réélu. Selon les statuts de la Société, le Président qui au cours de l'exercice de ses fonctions atteint l'âge de 65 ans est maintenu jusqu'à l'expiration de la période pour laquelle il a été nommé et peut être renouvelé pour un mandat ne pouvant excéder quatre ans.

Le Président représente le Conseil d'Administration. Il en organise et dirige les travaux, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il s'assure que les Administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Le Conseil d'Administration a, lors de sa réunion du 17 mai 2006, mis un terme à la séparation des fonctions de Président et de Directeur Général, et il a nommé président du Conseil d'Administration Dominique FOND, qui était Le Directeur Général de la Société depuis le 20 octobre 2005 et a conservé cette fonction. Dominique FOND est donc, depuis le 17 mai 2006, Président Directeur Général.

2. LES COMITÉS

L'article 26 des statuts prévoit la possibilité pour le Conseil d'Administration de nommer des comités composés soit d'Administrateurs, soit de Directeurs soit d'Administrateurs et de Directeurs de la Société afin d'étudier certaines questions.

Le Conseil a usé de cette disposition et nommé :

- depuis décembre 2003, un comité d'audit et des comptes initialement composé de trois membres puis de deux à partir du 20 octobre 2005. Ces membres sont deux Administrateurs, monsieur Jean STERN qui préside le comité et monsieur Hervé DESCAZEUX représentant Financière Hélios. Le fonctionnement de ce comité est décrit de façon développée dans le rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne, intégré au présent document,
- depuis octobre 2005, un comité des rémunérations composé de trois membres, qui sont actuellement trois Administrateurs : monsieur Hervé DESCAZEUX représentant Financière Hélios, monsieur Patrick de GIOVANNI et monsieur Michel BLEITRACH.

Le fonctionnement de ce comité est également décrit dans le rapport du Président sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne.

3. LE DIRECTEUR GÉNÉRAL, CUMULANT CETTE FONCTION AVEC CELLE DE PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION DEPUIS LE 17 MAI 2006

Le Directeur Général est nommé par le Conseil d'Administration. Pour l'exercice de cette fonction, il doit être âgé de moins de 70 ans. S'il atteint cette limite d'âge en cours de mandat, il est réputé démissionnaire d'office.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société, dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs expressément attribués par la loi aux Assemblées Générales et au Conseil d'Administration.

Le Directeur Général représente la Société dans ses rapports avec les tiers. La Société est engagée même par ses actes qui ne relèvent pas de l'objet social, à moins qu'elle ne prouve que le tiers savait que les actes en cause dépassaient cet objet et ne pouvait l'ignorer compte tenu des circonstances.

Le montant global maximum des cautions, avals et garanties que le Président Directeur Général peut consentir au nom de la Société a été fixée à 50 000 euros pour l'année 2007 par délibération du Conseil d'Administration du 21 septembre 2006, et 50 000 euros pour l'année 2008 par délibération du Conseil d'Administration du 14 décembre 2007. Ces délibérations ont précisé que chaque

engagement cautionné, avalisé ou garanti ne pourra dépasser la somme de 15 000 euros à titre individuel, et elles ont habilité le Président Directeur Général à donner au nom de la Société des cautions des avals et garanties d'un montant illimité aux services des impôts et des Douanes.

Le Conseil d'Administration du 27 juin 2007 a, pour tenir compte d'obligations légales en vigueur en Espagne concernant les conditions d'attribution d'autorisations d'exploitation d'installations de production d'électricité, autorisé le Président Directeur Général à consentir à cette fin des cautions à hauteur de 30 millions d'euros.

Le Président Directeur Général peut déléguer une partie des pouvoirs qui lui ont été conférés par le Conseil d'Administration.

Dominique FOND, Directeur Général de la Société depuis le 20 octobre 2005, en est également Président du Conseil d'Administration, et exerce les fonctions de Président Directeur Général, depuis le 17 mai 2006.

Que la fonction de Directeur Général soit assumée par le Président du Conseil d'Administration comme c'est le cas actuellement, ou par une autre personne, le Directeur Général peut proposer au Conseil d'Administration, et le Conseil d'Administration décider la nomination d'un ou plusieurs (jusqu'à cinq) Directeurs Généraux Délégués pour assister le Directeur Général. Cette faculté n'est pas mise en œuvre actuellement, et la Société n'a aucun Directeur Général Délégué.

4. FONCTIONNEMENT DES ORGANES DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Ce point fait l'objet des développements du rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et le contrôle interne, intégré au présent document.

5. PRINCIPAUX CADRES DIRIGEANTS

Au 31 décembre 2007, outre Dominique FOND, Président Directeur Général et titulaire d'un contrat de travail (Directeur Finances, Administration et Développement), et Xavier LENCOU-BARÈME, Secrétaire Général, conseiller du Président et Administrateur de la Société, les cadres dirigeants de la Société étaient :

- Christian BLANCHARD, Directeur gestion de projets
- Louis DECROP, Directeur du développement
- Jérôme JAEN, Directeur du contrôle de gestion
- Jean-Pierre LAGARDE, Directeur technique exploitation, maintenance
- Frédéric MOYNE, Directeur des achats et responsable des financements de projets.

Les biographies des cadres dirigeants sont résumées ci-dessous :

- Christian BLANCHARD est né le 22 mars 1958. Diplômé de l'École Centrale de Paris, il a commencé sa carrière comme ingénieur dans les Houillères du Bassin de Lorraine en 1980. De 1988 à 1997, il a travaillé chez Lab SA, société spécialisée dans le traitement de l'air et des gaz de combustion, puis a rejoint la Société d'abord comme directeur technique des affaires internationales jusqu'en 2000, puis comme Président de la Compagnie Thermique du Rouvray jusqu'en 2002 et enfin comme Directeur

de la gestion de projets du groupe, poste qu'il occupe encore aujourd'hui. Christian BLANCHARD a participé à de multiples projets d'envergure (développement de parcs éoliens en France, centrales de cogénération bagasse-charbon dans les Départements d'Outre-mer et à l'étranger et centrales photovoltaïques). Monsieur Blanchard est président de CCG, QEA, QEH, Éoliennes des quatre vents, Éoliennes de Marne et Moselle et Éoliennes de la porte de France. Il est également administrateur de CTBR, EMS, CTG, STP et de CTBV

- Louis DECROP est né le 8 mars 1961. Ancien élève de l'École des Mines de Nancy et titulaire d'un MBA de l'université Columbia de New York, il a commencé sa carrière en 1986 comme Directeur des études financières puis comme analyste financier chez Eastman Kodak Company avant de rejoindre la société en 1991 où il a travaillé sur plusieurs grands projets d'aménagement, et plus récemment sur le développement des parcs éoliens de La Haute-Lys de Vanault-le-Châtel, Clamanges et Villeseneux et des centrales thermiques de CTDS et de Savannah à l'île Maurice. Il est directeur du développement depuis 2000. Louis DECROP est Président-Directeur Général de CTM et CTP et gérant des Éoliennes de Clamanges et Villeseneux. Il est également Administrateur de CTBV, CTDS, CTSAV, et EMS.

- Jérôme JAEN est né le 20 août 1973. Ancien élève de l'École Polytechnique et de l'École des Mines de Nancy, il a commencé sa carrière dans la Société en 1998 à la Compagnie Thermique du Moule en Guadeloupe et a dirigé les centrales CTBV et CTBR dans les Départements d'Outre-mer français jusqu'en 2002. Depuis 2003, il est Directeur du contrôle de gestion. Il est également chargé de la négociation et du suivi des contrats EDF ainsi que de la communication financière et des relations avec les investisseurs. Il est gérant de la SARL Centrale Éolienne de la Carnoye et administrateur de CTM.

- Jean-Pierre LAGARDE est né le 26 juin 1954. Ancien élève de l'École Nationale Supérieure des Arts et Métiers et titulaire d'un doctorat en génie mécanique, il a commencé sa carrière chez ACMP industrie en 1980 puis a rejoint le groupe SEM (Société des Eaux de Marseille) en 1984, où il a terminé adjoint au directeur de l'ingénierie du groupe. Entré dans la Société en 1999, il est depuis 2000 Directeur Technique Exploitation Maintenance, Responsable de l'optimisation des rendements et de la disponibilité, du contrôle des engagements de dépenses et du suivi des investissements de pérennisation des centrales.

- Frédéric MOYNE est né le 15 octobre 1975. Diplômé de l'école des Hautes Etudes Commerciales (HEC), il a commencé sa carrière chez Air Liquide en 1998 comme Chargé d'études auprès du Directeur Général avant de rejoindre en 2000 la division Energie et Services, spécialisée dans le développement de projets de cogénération et de nouveaux services dans l'énergie. En 2001 il a rejoint la société comme attaché de direction générale, responsable du financement de projets et des achats du groupe. Il est également Président des Éoliennes de Clanlieu et de ElectroInvest Caraïbes et gérant des Centrales Éoliennes de Lirac.

B - RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES

1. RÉMUNÉRATIONS ET AVANTAGES EN NATURE DES MANDATAIRES SOCIAUX

Les informations ci-après rendent compte de la rémunération totale et des avantages de toute nature versés durant l'exercice 2007 à chaque mandataire social, tant par la Société Séchilienne-Sidec que par des sociétés contrôlées par elle au sens de l'article L. 233-16 du Code de Commerce.

• Dominique FOND, Président Directeur Général, et titulaire d'un contrat de travail

a perçu durant l'exercice 2007 une rémunération brute annuelle globale versée par Séchilienne-Sidec de 487 062 euros.

Cette rémunération, déterminée sur la base des délibérations du Conseil d'Administration des 26 mars 2004, 30 mars 2005, 13 décembre 2005, 29 mars 2006 et 26 mars 2007, se décompose ainsi :

- part fixe de 293 357 euros,
- part variable de 190 000 euros relative à l'exercice 2006 versée en 2007 au titre de ses fonctions de mandataire social et au titre de ses fonctions salariées de Directeur Finances, Administration et Développement.

Le montant de part variable a été attribué lors du Conseil d'Administration tenu le 26 mars 2007, sur la base du constat établi par le Comité des rémunérations concernant :

- l'augmentation du résultat net consolidé part du Groupe (hors comptabilisation de l'avantage fiscal revenant à la CTG à l'occasion de la mise en service de CTG-B) et les facteurs qui ont déterminé cette augmentation,
- la mise en place progressive des éléments souhaités de reporting,
- le développement de la communication, notamment de la communication externe, orientée vers les marchés.

Le tableau ci-après récapitule les éléments ainsi indiqués en les assortissant du rappel des montants perçus par Dominique FOND lors de l'exercice précédent :

Rémunération de Dominique FOND En euros	2007	2006
Rémunération brute fixe	293 357	299 171 ⁽¹⁾
Rémunération brute variable	190 000	180 000
Avantages en nature	3 705	3 539
Total Rémunération brute	487 062	482 710

(1) dont rappel, dû (non versé en 2005) : 9 171 euros.

• Dominique FOND est susceptible de percevoir une indemnité forfaitaire au cas où le Conseil d'Administration le révoquerait ou ne le renouvellerait pas dans son mandat social, sauf en cas de faute lourde ou grave. Cette indemnité serait égale pour la période antérieure au 1^{er} avril 2002 à vingt quatre mois de rémunération brute et, pour la période postérieure au 1^{er} avril 2002, il s'ajouterait à ces vingt quatre mois, un mois et demi de rémunération brute pour chaque année en tant que mandataire social à compter du 1^{er} avril 2002.

Le montant total de l'indemnité ne pourra excéder un montant plafonné à trente deux mois de rémunération brute. Ces dispositions ont été détaillées dans le rapport de gestion pour 2005 approuvé par l'Assemblée Générale du 17 mai 2006, confirmées par le Conseil d'Administration du 17 mai 2006 après sa décision de confier cumulativement à Dominique FOND les fonctions de Président et de Directeur Général, et détaillées à nouveau dans le rapport de gestion pour 2006 approuvé par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007.

La sixième résolution proposée à l'Assemblée Générale du 15 mai 2008 tend à approuver la substitution à ce dispositif d'un dispositif retenant les mêmes cas d'éligibilité et les mêmes montants d'indemnités mais subordonnant leur versements à la réalisation pendant les 3 exercices publiés précédant la cessation des fonctions de mandataire social de conditions de performances fondées sur l'évolution de l'EBITDA, défini comme le résultat opérationnel consolidé augmenté des amortissements sur actifs corporels et incorporels et des dotations aux provisions. L'objectif est la croissance cumulée de l'EBITDA de 50 % sur la période couvrant les trois exercices, et le seuil de déclenchement du versement des indemnités, exprimées en nombre de mois de rémunération brute moyenne incluant part fixe et part variable versée pendant les trois exercices considérés, est fixé à 70 % de l'objectif de progression de l'EBITDA.

À partir de ce seuil le montant de l'indemnité à verser sera calculé de manière linéaire en fonction du taux de réalisation effectivement atteint.

• Dominique FOND est par ailleurs susceptible de recevoir une indemnité en application de dispositions qui prévoient, en cas de rupture de son contrat de travail (fonctions salariées de Directeur Finances, Administration, Développement) sauf cas de faute grave ou lourde, un délai de préavis de neuf mois en cas de licenciement, et le versement d'une indemnité de vingt quatre mois de salaire brut pour la période antérieure au 1^{er} avril 2002 et d'un mois et demi de salaire brut pour chaque année de service continu dans la Société à compter du 1^{er} avril 2002. Le montant total de cette indemnité de rupture ne pourra excéder un montant plafonné à trente deux mois de salaire brut. Le contrat prévoit en outre lors du départ ou de la mise en retraite le versement en plus des indemnités légales d'une indemnité complémentaire égale à douze mois de salaire brut. Ces dispositions ont été comme celles mentionnées précédemment détaillées dans le rapport de gestion pour 2005 approuvé par l'Assemblée Générale du 17 mai 2006, confirmées par le Conseil d'Administration du 17 mai 2006 après sa décision de confier cumulativement à Dominique FOND les fonctions de Président et de Directeur Général, et détaillées à nouveau dans le rapport de gestion pour 2006 approuvé par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007.

• Xavier LENCOU-BARÈME, Administrateur, salarié de la Société Séchilienne-Sidec

a perçu durant l'exercice 2007, au titre de ses fonctions salariées, une rémunération brute annuelle globale versée par la Société Séchilienne-Sidec de 107 077 euros.

Rémunération de Xavier LENCOU-BARÈME En euros	2007	2006
Rémunération brute fixe	107 077	103 958
Rémunération brute variable	-	-
Avantages en nature	-	-
Total Rémunération brute	107 077	103 958

• Jean STERN, Administrateur, Président du comité d'audit et des comptes

a perçu au cours de l'exercice 2007 des jetons de présence d'un montant de 8 750 euros au titre de l'exercice 2006.

• **Guy RICO, Administrateur**

a perçu au cours de l'exercice 2007 des jetons de présence d'un montant de 750 euros au titre de l'exercice 2006.

Les jetons de présence reçus par Jean STERN et Guy RICO l'ont été en application des dispositions selon lesquelles les membres de Conseil d'Administration peuvent bénéficier de jetons de présence dont le montant global est déterminé par l'Assemblée Générale des Actionnaires et la répartition librement décidée par le Conseil d'Administration. Le montant global a été fixé en dernier lieu par l'Assemblée Générale du 27 mai 2004 à 13 000 euros, et la répartition applicable à l'année 2006 pour paiement aux administrateurs concernés en 2007 a été fixée par le Conseil d'Administration du 21 septembre 2006.

Les Administrateurs concernés reçoivent une part fixe, et une part variable fondée sur le rapport entre leur nombre de présences aux réunions du conseil et le nombre de séances tenues dans l'année.

2. RÉGIMES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITES SPÉCIFIQUES bénéficiant à certains mandataires sociaux

- Aucun mandataire social ne bénéficie d'un régime de retraite individuel.
- Dominique FOND entre dans le cadre d'un régime de retraite sur-complémentaire à prestations définies, approuvé par le Conseil d'Administration du 20 décembre 2004, au titre duquel une charge

le concernant a été comptabilisée en 2007 pour un montant de 360 467 euros. Ce régime concerne les salariés cadres entrés dans la Société avant 1983, qui seront présents dans l'entreprise et seront âgés d'au moins soixante ans lors du départ en retraite : Dominique FOND entre dans cette catégorie.

Les prestations de retraite correspondantes seront égales à, respectivement :

- 60 % de la moyenne des trois dernières années de rémunérations (y compris bonus) pour les parts de salaires inférieures à trois fois le plafond annuel de la sécurité sociale.
- 55 % de la partie de salaire brut de fin de carrière comprise entre trois et six fois le plafond annuel de la sécurité sociale.
- 50 % de la moyenne des trois dernières années de rémunérations (bonus inclus) pour la part de salaire comprise entre six et douze fois le plafond annuel de la sécurité sociale, sous déduction des pensions provenant de l'ensemble des régimes obligatoires et des autres régimes de retraites supplémentaires.

Charge concernant Dominique FOND comptabilisée au titre de retraite sur-complémentaire à prestations définies <i>En euros</i>	2007	2006
	360 467	305 480
Total	360 467	305 480

3. PLANS D'OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTIONS dont bénéficient certains mandataires sociaux et cadres dirigeants (article L. 225-184 du Code de Commerce)

Les indications données ci-dessous tiennent compte pour toute la période considérée de la division par vingt du nominal de l'action de Séchillienne-sidec décidée par l'Assemblée Générale du 17 mai 2006 et entrée en vigueur le 3 juillet 2006.

<i>En nombre d'actions</i>	Options de souscription d'actions consenties		
Dates d'autorisation par l'Assemblée Générale des Actionnaires	18 décembre 2001	18 décembre 2001	27 mai 2005
Dates des décisions d'attribution prises par le Conseil d'Administration	02 septembre 2002	11 décembre 2003	13 décembre 2005
Première date d'exercice possible	02 septembre 2006	11 décembre 2007	13 décembre 2009
Bénéficiaires mandataires sociaux			
• Dominique FOND	70 000	120 000	30 000
• Xavier LENCOU-BARÈME	-	-	10 000
Sous-total 1	70 000	120 000	40 000
Autres bénéficiaires			
• Christian BLANCHARD	14 000	16 000	10 000
• Jean-Luc CHARLES	4 000	5 000	10 000
• Jean-Luc COUSIN	4 000	10 000	4 000
• Claude DECAMP	-	5 000	4 000
• Louis DECROP	20 000	30 000	10 000
• Eric FASTREZ	4 000	5 000	4 000
• Nicolas de FONTENAY	4 000	10 000	10 000
• Jérôme JAEN	4 000	14 000	10 000
• Jean-Pierre LAGARDE	4 000	16 000	30 000
• Pascal LANGERON	4 000	10 000	10 000
• Frédéric MOYNE	4 000	5 000	4 000
• Joël THEOPHIN	-	-	4 000
Sous-total 2	66 000	126 000	110 000
Total	136 000	246 000	150 000
Prix de souscription unitaire <i>En euros</i>	4,45	4,75	20,9
	Options toutes exercées au 31/12/2006	Options toutes exercées au 31/12/2007	Options non exercées au 31/12/2007

L'Assemblée Générale du 10 mai 2007 a par ailleurs autorisé le Conseil d'Administration, pour une durée de trente huit mois, à consentir au bénéfice de certains membres du personnel salarié et de direction et/ou mandataires sociaux de la Société et de certaines de ses filiales des options de souscription d'actions d'un nombre plafonné à 50 000, les actions nouvelles à émettre en application de cette résolution devant l'être dans la limite d'une somme maximale de 2 750 000 euros primes comprises. Au 31 décembre 2007, le Conseil d'Administration n'avait encore décidé d'aucune attribution dans le cadre de cette autorisation.

La dixième résolution proposée à l'Assemblée Générale du 15 mai 2008 tend à autoriser le Conseil d'Administration pour une durée de trente huit mois, à consentir au bénéfice de certains membres du personnel salarié et de direction et/ou mandataires sociaux de la Société et de certaines de ses filiales des options de souscription d'actions sous la double limitation à 40 000 du nombre des options et à 2 200 000 euros primes comprises du montant maximum de l'émission d'actions nouvelles à cet effet.

4. PLANS D'ÉPARGNE D'ENTREPRISE, D'INTÉRESSEMENT ET DE PARTICIPATION AUXQUELS PEUVENT PARTICIPER LES MANDATAIRES SOCIAUX, SALARIÉS DE LA SOCIÉTÉ

• **Un plan d'épargne d'entreprise** a été instauré par la Société le 1^{er} décembre 1999, puis modifié le 26 juin 2002 et le 17 septembre 2004. Ce plan d'épargne a été approuvé par les deux tiers des salariés au moins.

Ce plan d'épargne offre aux salariés de la Société la possibilité de créer un portefeuille de titres avec l'aide de leur employeur. Les montants investis dans ce plan d'épargne sont indisponibles pendant cinq ans, sauf dans les cas de déblocage anticipé prévu par la législation française.

Le plan d'épargne mis en place par la Société offre la possibilité d'investir dans des fonds diversifiés et dans un fonds investi en actions de la Société. Tous les salariés de la Société ayant plus de (six mois) d'ancienneté dans la Société peuvent contribuer à ce plan à hauteur de 25 % de leur rémunération annuelle.

• **Un accord d'intéressement** a été instauré par la Société le 21 juin 2006 pour trois années à compter du 1^{er} janvier 2006. Cet accord a été approuvé par les deux tiers des salariés au moins.

Cet accord d'intéressement donne droit à tous les salariés ayant plus de six mois d'ancienneté à un montant lié à la performance ou aux résultats financiers de la Société, montant qui est réparti entre les employés proportionnellement à leur salaire.

• **Un plan de participation** a été créé par la Société le 5 juin 2003 et modifié le 7 juin 2004, le 21 septembre 2004 et le 25 septembre 2005. Ce plan a été approuvé par les deux tiers des salariés au moins.

Ce plan de participation donne droit à tous les salariés ayant plus de six mois d'ancienneté à une portion de la réserve spéciale de la participation (RSP) calculée par référence au bénéfice de l'entreprise selon des modalités fixées par l'article L. 442.2 du Code du Travail. La répartition de la RSP entre les salariés est calculée proportionnellement au salaire perçu.

C - COORDONNÉES ET HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES DU GROUPE SÉCHILLENNE-SIDEC

1. COORDONNÉES

Commissaires aux Comptes titulaires

• **ERNST & YOUNG AUDIT**

représenté par Emmanuelle MOSSE
41, rue Ybry - 92576 Neuilly-sur-Seine Cedex
Commissaire dont le mandat a été renouvelé par l'Assemblée Générale du 27 mai 2004, pour une durée de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2009.

• **MAZARS & GUERARD**

représenté par Frédéric ALLILAIRE et Philippe STROHM
Tour Exaltis - 61, rue Henri Regnault - 92400 Courbevoie
Commissaire dont le mandat a été conféré par l'Assemblée Générale du 27 mai 2004, pour une durée de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2009.

Commissaires aux Comptes suppléants

• **Valérie QUINT**

domiciliée chez ERNST & YOUNG AUDIT
Commissaire dont le mandat a été conféré par l'Assemblée Générale du 27 mai 2004, pour une durée de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2009.

• **Patrick de CAMBOURG**

domicilié chez MAZARS & GUERARD
Commissaire dont le mandat a été conféré par l'Assemblée Générale du 27 mai 2004, pour une durée de six exercices expirant à l'issue de l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice 2009.

2. HONORAIRES

En euros	ERNST & YOUNG			MAZARS & GUERARD			TOTAL		
	2005	2006	2007	2005	2006	2007	2005	2006	2007
Missions d'audit	238 670	346 680	340 000	172 300	223 400	212 000	410 970	570 080	552 000
Autres			9 000						9 000
TOTAL	238 670	346 680	349 000	172 300	223 400	212 000	410 970	570 080	561 000



3. RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

I RAPPORT DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Le présent rapport, qui porte sur la Société mère et les sociétés filiales, a été établi en application de l'article L. 225-37 du Code de Commerce par le secrétaire du Conseil d'Administration sous l'autorité du Président Directeur Général.

Sa préparation a donné lieu à l'audition de responsables et de membres de différents services.

Il a été soumis à l'approbation du Conseil d'Administration de la Société.

1. LES CONDITIONS DE PRÉPARATION ET D'ORGANISATION DES TRAVAUX DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

1.1 Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration est composé de huit membres nommés par l'Assemblée Générale pour une durée de quatre ans.

Depuis qu'il a délibéré le 17 mai 2006 sur le choix du mode d'exercice de la Direction Générale en optant pour le cumul des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général, et qu'il a désigné le même jour comme Président, Monsieur Dominique FOND jusque-là Directeur Général, le Conseil est présidé par un Président Directeur Général.

Le Président Directeur Général n'a aucune voix prépondérante lors des délibérations du conseil. Il organise et dirige ses travaux, 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.

Les membres du Conseil d'Administration sont proposés à l'Assemblée Générale, et choisis par elle, à raison de leurs compétences, leur expérience, leur connaissance des métiers de l'Entreprise, leur intégrité et leur indépendance d'esprit.

Parmi les huit Administrateurs en fonction en 2007 (Messieurs Dominique FOND, Michel BLEITRACH, Hervé DESCAZEUX représentant Financière Hélios, Patrick de GIOVANNI, Xavier LENCOU-BARÈME, Guy RICO, Claude ROSEVEGUE et Jean STERN), trois appartiennent au Groupe Apax Partners, actionnaire principal de Séchillienne-Sidec via Financière Hélios. Ce sont messieurs Hervé DESCAZEUX, Patrick de GIOVANNI et Claude ROSEVEGUE. Monsieur Dominique FOND exerce outre son mandat de Président Directeur Général, des fonctions salariées de Directeur Finances Administration et Développement. Monsieur Xavier LENCOU-BARÈME est salarié de la Société Séchillienne-Sidec.

Les membres du Conseil d'Administration doivent être propriétaires chacun d'au moins vingt actions inscrites sous la forme nominative pendant toute la durée de leur mandat.

1.2 Renseignements relatifs aux membres du Conseil d'Administration

Le rapport de gestion de la Société contient les informations exhaustives relatives aux membres du Conseil d'Administration, en particulier les dates d'expiration de leurs mandats, leur biographie, la liste des mandats détenus par eux dans toute société en 2007 et au cours des cinq dernières années, les rémunérations et avantages les concernant.

1.3 Rôle du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration est avec l'Assemblée Générale l'organe majeur de décision et de contrôle de la Société. Il exerce sa mission conformément aux dispositions de l'article L. 225-35 du Code de Commerce et des statuts, et dans ce cadre notamment :

- détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre en se faisant présenter par son Président des rapports sur les affaires et projets en cours,
- établit et arrête les comptes sociaux et consolidés, ainsi que les comptes semestriels,
- examine les documents de gestion prévisionnels,
- donne son autorisation pour les investissements requis par les projets industriels ou de croissance externe au cours de l'année,
- fixe les rémunérations du Président et Directeur Général.

1.4 Travaux du Conseil d'Administration en 2007

Fin 2007, le Conseil d'Administration s'est réuni sept fois avec un taux de présence de ses membres de 80 %.

Chaque séance donne lieu à l'établissement d'un dossier préparatoire couvrant l'essentiel des points à l'ordre du jour et remis avant la réunion avec un délai en permettant l'examen préalable.

En cours de séance, une présentation détaillée des points à l'ordre du jour est réalisée par le Président Directeur Général. Il peut pour compléter cette présentation ou pour fournir des précisions souhaitées par les Administrateurs, se faire assister par des collaborateurs ayant une connaissance particulièrement approfondie du dossier traité. Les Présidents des comités spécialisés sont entendus pour ce qui concerne ces instances. Les Commissaires aux Comptes sont également entendus lors des séances d'examen des comptes. Les présentations font l'objet de questions, donnent lieu à des échanges de vues et sont suivies de débats avant mise au vote des décisions. Celles-ci sont prises aux conditions de quorum et de majorité prévues par la loi.

Un procès-verbal écrit de chaque réunion est ensuite établi, remis aux membres pour examen et commentaires, avant approbation du Conseil d'Administration lors de la séance suivante.

En 2007, le Conseil d'Administration a notamment examiné et réglé par ses délibérations, parmi les sujets majeurs concernant les orientations stratégiques, technologiques, économiques et financières du Groupe :

- la décision de conclure avec EDF un accord pour la construction d'une nouvelle unité de production à la Guadeloupe,
- l'option d'une accélération du développement de la branche photovoltaïque, sur un périmètre géographique large,
- le choix de la passation d'un contrat pluriannuel d'achat de panneaux photovoltaïques de type « à couche mince », pour un volume représentant 150 MW,
- le choix de l'introduction dans le domaine éolien d'une activité de développement et de vente d'actifs au fur et à mesure de la croissance du portefeuille de projets : ce choix s'est concrétisé au cours de l'année par à la fois la mise en service et la préparation de nouveaux parcs détenus à 100 %, conjuguée avec la cession de la participation minoritaire de 40 % dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys.

1.5 Les comités du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration dispose de deux comités, le comité d'audit et des comptes et le comité des rémunérations.

1.5.1 Le comité d'audit et des comptes

• Le Conseil d'Administration a mis en place dans sa séance du 11 décembre 2003 un comité d'audit et des comptes composé de trois membres dont un Président, et il en a ramené la composition à deux membres dans sa séance du 20 octobre 2005.

Ont fait partie de ce comité en 2007 monsieur Jean STERN, Président, et Financière Hélios représentée par monsieur Hervé DESCAZEAUX.

• La délibération qui a créé le comité lui a donné pour mission de préparer les délibérations du Conseil d'Administration en examinant les points énumérés ci-dessous et en lui rendant compte de son examen :

- Examen des comptes et méthodes comptables utilisées (conformité des évaluations et choix comptables retenus par rapport aux standards de référence, reflet sincère et complet de la situation de la Société et de ses filiales, transparence, lisibilité, cohérence dans le temps).
- Examen de la qualité du contrôle interne (existence et fonctionnement effectif d'organisations et de procédures de contrôle adaptées à la Société et ses filiales et permettant de prévenir raisonnablement les risques encourus et d'en rendre compte).
- Choix et renouvellement des auditeurs externes, rotation des associés, examen des honoraires proposés, informations sur la totalité des honoraires perçus avec indication s'il y a lieu des honoraires perçus pour des prestations supplémentaires liées à la mission de contrôle légal.

- Aux termes de la délibération qui l'a créé, le comité :

- nommé par le Conseil d'Administration, parmi les membres de celui-ci compétents en matière comptable et financière,

- est présidé par un de ses membres désigné par le Conseil d'Administration,

- se réunit en principe trois fois par an, en tout état de cause avant les réunions du Conseil d'Administration au cours desquelles sont examinés les comptes annuels et semestriels, et sur un ordre du jour établi sous la responsabilité de son Président,

- dispose d'un secrétariat préparant les réunions sous l'autorité du Président,

- fait connaître ses travaux et observations au Conseil d'Administration par des comptes-rendus faits par son Président au Président du Conseil d'Administration et des communications de son Président lors des réunions du Conseil d'Administration,

- peut demander à rencontrer le Président du Conseil d'Administration,

- peut par le canal du Président du Conseil d'Administration, convoquer des collaborateurs de la Société et de ses filiales,

- peut aussi rencontrer directement les auditeurs externes de la Société et de ses filiales ou les membres du contrôle interne, et demander, en cas de besoin, l'aide d'experts extérieurs, la Société devant lui accorder les moyens financiers correspondants.

- Le comité d'audit et des comptes s'est réuni en 2007, les 21 mars, 13 juin et 28 août, avec comme principaux points examinés lors de ses travaux :

- les comptes annuels de 2006 et semestriels de 2007 éclairés par l'audition des membres de la Direction Générale et du responsable des services comptables de la Société ainsi que par celle des Commissaires aux Comptes,

- l'appréciation des processus de clôture et l'énonciation de recommandations visant à assurer l'identification la plus en amont possible de toutes les opérations dont le traitement en normes IFRS demande une analyse très approfondie,

- les perspectives d'évolution de la fonction financière dans le Groupe dont le comité a estimé qu'elle devrait donner lieu en 2008 à des mesures de renforcement des effectifs et des moyens, pour s'ajuster à l'évolution des structures et à la forte augmentation du nombre des filiales opérationnelles, entraînée notamment par la croissance très rapide de la branche photovoltaïque.

1.5.2 Le comité des rémunérations

Le Conseil d'Administration a décidé lors de sa séance du 20 octobre 2005 la constitution d'un comité des rémunérations dont il a alors désigné comme membres, chacun pour la durée de son mandat d'Administrateur, messieurs Michel BOURGAREL, Hervé DESCAZEUX représentant Financière Hélios et Patrick de GIOVANNI.

Messieurs Hervé DESCAZEUX et Patrick de GIOVANNI sont demeurés seuls membres du comité entre le 17 mai 2006, date à laquelle monsieur Michel BOURGAREL a cessé d'être Administrateur, et le 26 mars 2007, date à laquelle le Conseil a décidé la nomination de Monsieur Michel BLEITRACH au comité.

Le comité formule à l'attention du conseil des propositions concernant la rémunération des mandataires sociaux.

Ces propositions portent particulièrement sur le montant et la répartition des éléments fixes et variables de la rémunération du Président Directeur Général, et sur la détermination des facteurs de modulation de la part variable. Ces facteurs de modulation ont été, pour la part variable relative à 2006 payée à monsieur Dominique FOND en 2007 au titre de ses fonctions de mandataire social et de ses fonctions salariées de Directeur Finances, Administration et Développement, les suivants : progrès portant sur le résultat net consolidé part du Groupe ; qualité et régularité des instruments de reporting financier ; développement de la politique de communication.

Le Conseil décide, à partir des propositions du comité des rémunérations, des sommes à payer, au vu des constats effectués sur l'évolution réelle des facteurs de modulation retenus, au regard de ses attentes concernant chacun d'eux.

2. LE DISPOSITIF DE CONTRÔLE INTERNE AU SEIN DE LA SOCIÉTÉ

2.1 Objectifs

Les processus existants au sein de la Société visent à fournir une assurance raisonnable quant à :

- la conformité des activités et des comportements de ses membres aux lois et aux règlements, aux bonnes pratiques, aux orientations données par les organes sociaux, aux valeurs, normes et règles internes,

- la conduite d'une politique permanente d'identification, suivi et prévention des risques, en vue notamment de sécuriser les actifs corporels et incorporels,

- la fiabilité des éléments comptables, financiers et de gestion alimentant le système d'informations, de telle sorte que les communications internes et externes reflètent bien avec exactitude, objectivité et sincérité la situation et l'activité de l'organisation,

- la bonne application des directives de la Direction Générale.

Ces processus regroupent des procédures et des manières de procéder.

2.2 L'environnement de contrôle

Les principes et moyens de mise en œuvre en sont essentiellement :

- L'attention portée à l'information des membres de la Société sur les dispositions prises par les diverses Autorités en charge de la détermination de normes et règles de bonne conduite, et à l'énoncé des pratiques les plus adéquates pour s'y conformer.

Cette démarche a notamment pour points d'application la prévention du délit d'initié et les dispositions relatives aux opérations sur les titres de la Société. Ces questions font l'objet d'une note, périodiquement renouvelée, d'explication et de sensibilisation diffusée aux administrateurs, aux bénéficiaires d'options de souscription d'actions, aux membres dirigeants et cadres salariés de la Société et de ses filiales que leurs fonctions amènent à avoir accès à des informations privilégiées, et à certains contractants dans le même cas. La Société a établi et tient à jour une liste de ces personnes, internes et externes au Groupe, et les a informées qu'elles y étaient inscrites.

- L'application de processus normalisés de collecte, de remontée et d'analyse des informations de toute nature :
 - informations techniques et d'exploitation : rapports journaliers et mensuels des directeurs d'unités, rapports spéciaux en cas d'incident d'exploitation, rapports sur les opérations de maintenance et d'entretien des outils de production,
 - informations financières : états comptables et financiers semestriels, situations de trésorerie établies au siège par le service comptabilité, suivi de l'endettement hors crédit-bail et de l'endettement de crédit-bail.

Le service comptabilité du siège centralise la comptabilité des Sociétés du Groupe non implantées à l'étranger, à l'exception de CICM, SCE Société de Conversion d'Énergie et Plexus-Sol, à La Réunion, et le Responsable au siège du suivi des activités du Groupe à l'île Maurice vérifie et analyse celle des sociétés qui y sont implantées où le Groupe détient des participations.

Pour la production des comptes consolidés, placée sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe, intervient un cabinet extérieur d'expertise comptable, celui-ci effectue ses travaux sur la base des comptes sociaux assortis de la documentation complémentaire qu'il sollicite, et des retraitements IFRS établis par le Groupe, qui donnent lieu à explications et échanges de vues avec lui. Ces retraitements font systématiquement l'objet d'une validation par le comité d'audit et des comptes après examen par les Commissaires aux Comptes.

L'un des contrôles clés porte sur le rapprochement du résultat consolidé et du résultat estimé par le Groupe. Un dossier d'analyse est établi par le cabinet d'expertise comptable et donne lieu de la part de la Direction financière et du Directeur du contrôle de gestion à une revue comportant rapprochement avec ses propres analyses.

Les comptes consolidés sont établis sur une base semestrielle.

- L'attention particulière portée, dans ces processus de recensement, collecte, mise en forme, examen et analyse des informations, aux éléments relatifs aux différents types de risques et à la détermination des mesures techniques et juridiques, financières ou autres destinées à y parer.

L'importance attachée à ce sujet se traduit par un effort de recensement le plus exhaustif possible des risques identifiables, externes ou internes, pouvant avoir un impact sur la probabilité d'atteindre les objectifs fixés par le Groupe. Le rapport de gestion, dans sa partie intitulée « facteurs de risques », rend compte de cet effort.

Le Groupe entend dans l'avenir le prolonger par la réalisation progressive d'une cartographie des risques du Groupe sur ses différents modes opératoires et activités, en utilisant une méthodologie visant à identifier les plus importants et à ajuster en tant que de besoin les dispositifs de prévention les concernant.

- La mise en œuvre d'un dispositif de suivi et d'analyse des flux de trésorerie selon une périodicité régulière.
- L'application de procédures de détermination, de réalisation et de suivi des investissements, et de procédures de commandes et d'achats respectant une stricte séparation des tâches et comportant des contrôles à différents niveaux.

Le plus grand soin est apporté à la mise en pratique des principes conjugués de recherche d'offres de qualité, de choix des meilleures offres dans l'intérêt du Groupe, et de sélection équitable des fournisseurs. Les achats significatifs sont validés par le Président Directeur Général.

- La très forte centralisation des processus de paiement au niveau de la Direction Générale.
- La très forte centralisation également, au niveau du siège, de l'exercice de la fonction Financements et Trésorerie (relation bancaire, négociation et optimisation des financements corporate et des financements de projets, mise en place et suivi des instruments financiers de couverture des risques, gestion de la Trésorerie centralisée...) et de la gestion des engagements hors bilan.
- Le suivi par un Responsable dédié de l'ensemble des problématiques liées aux assurances. Ce dispositif permet une gestion rationalisée et cohérente de l'ensemble des risques assurantiels et facilite les négociations et renégociations des polices d'assurance des diverses entités et Groupe.

2.3 Organes de contrôle

Le dispositif de contrôle interne repose sur, outre le Conseil d'Administration et le comité d'audit et des comptes :

- Un comité restreint, auquel participent le Président Directeur Général, et deux membres du Conseil d'Administration dont un Administrateur indépendant.

Ce Conseil se réunit mensuellement, procède à un examen des demandes d'investissement et des engagements contractuels à moyen et long terme. Il suit les suites données aux autorisations accordées et effectue une revue comparative de la rentabilité des investissements pré et post-réalisation pour les projets les plus significatifs.

Ce comité reçoit également communication d'une synthèse des rapports techniques et financiers, et il analyse les conditions de réalisation des comptes prévisionnels et l'évolution des situations de trésorerie.

- Une Direction financière placée sous la direction du Président Directeur Général, un Directeur du contrôle de gestion et un service comptable qui sont en charge de la fiabilité des informations financières et comptables.

Le service comptable en particulier veille lors du processus amont et de production comptable à la conformité aux critères de réalité (les opérations et événements enregistrés se sont produits et se rapportent à l'entité considérée) d'exhaustivité (toutes les opérations et événements à enregistrer l'ont été) de mesure (enregistrement correct des montants et données chiffrées) de séparation des exercices (enregistrement dans la bonne période) et de classification (enregistrement dans les comptes adéquats).

De même, il veille lors du processus d'arrêté des comptes à la conformité aux critères d'existence et d'exhaustivité des actifs et passifs, de réalité des droits et obligations fondant les actifs et passifs, d'imputation appropriée et d'évaluation exacte de toutes les informations.

Le contrôle interne ne fournit pas une garantie absolue que les objectifs de la Société seront atteints.

2.4 Limitation des pouvoirs en matière de cautions, avals et garanties

Le conseil, dans ses séances des 21 septembre 2006 et 14 décembre 2007, a fixé à 50 000 euros le montant global maximum des cautions, avals et garanties que le Président Directeur Général est autorisé à donner au nom de la Société pour respectivement 2007 et 2008.

Ces délibérations ont précisé que chaque engagement cautionné, avalisé ou garanti ne peut dépasser la somme de 15 000 euros.

Le Président Directeur Général est autorisé à donner pendant l'année 2007 et pendant l'année 2008 des cautions, avals et garanties au nom de la Société sans limitation de montant aux administrations fiscales et douanières.

Le Président Directeur Général peut déléguer une partie des pouvoirs ainsi reçus du Conseil.

L'octroi de tout autre aval, caution ou garantie est soumis à l'autorisation du Conseil d'Administration.



Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société Séchillienne-Sidec 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.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mazars & Guérard

Frédéric Allilaire

Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit

Emmanuelle Mossé

4. DONNÉES FINANCIÈRES

I COMPTES CONSOLIDÉS AU 31 DÉCEMBRE 2007

TABLE DES MATIÈRES

A • Compte de résultat consolidé	77	E • Notes aux états financiers.....	81
B • Bilan consolidé.....	78	1 Faits marquants de l'exercice	81
C • Tableau de variation des capitaux propres	79	2 Méthodes comptables.....	81
D • Tableau des flux de trésorerie consolidés.....	80	3 Estimations de la direction.....	85
		4 Périmètre de consolidation	87
		5 Immobilisations incorporelles	88
		6 Immobilisations corporelles	89
		7 Participations dans les entreprises associées.....	90
		8 Actifs financiers	90
		9 Stocks	91
		10 Autres actifs non courants et courants	91
		11 Capital et actions potentielles	91
		12 Dettes financières	93
		13 Avantages au personnel.....	95
		14 Provisions pour risques et charges	96
		15 Impôts différés.....	96
		16 Instruments financiers dérivés.....	97
		17 Autres passifs d'exploitation courants	98
		18 Produits des activités ordinaires	98
		19 Informations sectorielles	98
		20 Autres produits et charges d'exploitation	100
		21 Charges de personnel	100
		22 Autres produits et charges opérationnels	100
		23 Coût de l'endettement financier	100
		24 Autres produits et charges financiers.....	100
		25 Impôt	100
		26 Instruments financiers	101
		27 Gestion des risques et du capital	103
		28 Engagements hors-bilan au 31 décembre 2007	104
		29 Parties liées.....	105
		30 Quotas d'émission de gaz.....	105
		31 Événements postérieurs à la clôture	105

A • COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>En milliers d'euros</i>	Note	2007	2006
Produit des activités ordinaires	18	229 848	181 141
Achats (variation des stocks incluse)		(68 048)	(56 164)
Frais de logistique		(5 468)	(6 166)
Charges de personnel	21	(16 794)	(14 888)
Autres charges d'exploitation	20	(44 832)	(38 982)
Autres produits d'exploitation	20	1 142	558
Amortissements des immobilisations incorporelles/contrats		(4 288)	(3 632)
Amortissements des immobilisations corporelles		(14 427)	(9 825)
Dotations et reprises aux provisions		1 125	387
Autres produits opérationnels	22	20 802	14 254
Autres charges opérationnelles	22	(3 712)	(226)
Résultat opérationnel		95 348	66 457
Coût de l'endettement financier	23	(21 377)	(14 990)
Autres produits financiers	24	3 232	4 427
Autres charges financières	24	(401)	(361)
Quote-part du résultat net des entreprises associées	7	3 762	6 168
Résultat avant impôt		80 564	61 701
Charge d'impôt	25	(9 407)	(7 529)
Résultat net de l'exercice		71 157	54 172
Revenant :			
Aux actionnaires de Séchilienne-Sidec		63 469	47 771
Aux intérêts minoritaires		7 688	6 401
Résultat par action <i>En euros</i>	11	2,30	1,74
Résultat dilué par action <i>En euros</i>	11	2,28	1,72

B • BILAN CONSOLIDÉ

ACTIF

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31/12/07	31/12/06
Actifs non courants			
Ecart d'acquisition			
Immobilisations incorporelles	5	116 339	123 648
Immobilisations corporelles	6	515 900	455 797
Actifs financiers non courants	8	39 955	42 637
Participation dans les entreprises associées	7	25 524	19 321
Autres actifs non courants	10	3 462	3 462
Impôts différés actif	15	2 130	1 252
Total des actifs non courants		703 310	646 117
Actifs courants			
Stocks et en cours	9	26 353	19 592
Clients		18 856	26 490
Autres actifs courants	10	16 933	19 023
Instruments financiers dérivés courants	16	8 013	6 931
Actifs financiers courants	8	43 831	52 139
Banques		3 840	361
Total des actifs courants		117 826	124 536
Total de l'actif		821 136	770 653

PASSIF

<i>En milliers d'euros</i>	Note	31/12/07	31/12/06
Capitaux propres part du Groupe			
Capital	11	1 071	1 061
Primes		1 794	635
Réserves		160 921	141 733
Réserves de conversion		(2 276)	(4 868)
Résultat de l'exercice		63 469	47 771
Total des capitaux propres part du Groupe		224 979	186 332
Intérêts minoritaires		49 123	40 958
Total des capitaux propres		274 102	227 290
Passifs non courants			
Avantages au personnel	13	7 413	6 210
Provisions pour risques	14	162	2 419
Impôts différés passif	15	33 907	31 556
Dettes financières non courantes	12	398 478	362 511
Total des passifs non courants		439 960	402 696
Passifs courants			
Fournisseurs		35 383	49 815
Dettes fiscales et sociales		15 138	13 272
Instruments financiers dérivés courants	16	4 081	6 018
Dettes financières courantes	12	41 787	60 561
Autres passifs courants	17	10 685	11 001
Total des passifs courants		107 074	140 667
Total du passif		821 136	770 653

C • TABLEAU DE VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

VARIATION DES CAPITAUX PROPRES CONSOLIDÉS

<i>En milliers d'euros</i>	Capital	Primes	Réserves et résultats	Autres capitaux propres recyclables
Capitaux propres au 31 décembre 2005	1 056	35	168 100	(1 243)
Variation de la différence de conversion et autres				
Variation de juste valeur sur dérivés de couverture				2 125
Total profits et pertes non comptabilisés en résultat				2 125
Résultat de la période			47 771	
Total profits et pertes de la période			47 771	2 125
Autres variations				(1)
Distributions de dividendes			(27 430)	
Stocks options			182	
Augmentation de capital	5	600		
Capitaux propres au 31 décembre 2006	1 061	635	188 623	881
Variation de la différence de conversion et autres				
Variation de juste valeur sur dérivés de couverture				1 847
Total profits et pertes non comptabilisés en résultat				1 847
Résultat de la période			63 469	
Total profits et pertes de la période			63 469	1 847
Autres variations			(297)	8
Distributions de dividendes			(30 323)	
Stocks options			182	
Augmentation de capital	10	1 159		
Capitaux propres au 31 décembre 2007	1 071	1 794	221 654	2 736

<i>(Suite)</i> <i>En milliers d'euros</i>	Ecart de conversion	Capitaux propres - part du Groupe	Intérêts minoritaires	Total des capitaux propres
Capitaux propres au 31 décembre 2005	(1 928)	166 020	27 747	193 767
Variation de la différence de conversion et autres	(2 940)	(2 940)		(2 940)
Variation de juste valeur sur dérivés de couverture		2 125	856	2 981
Total profits et pertes non comptabilisés en résultat	(2 940)	(815)	856	41
Résultat de la période		47 771	6 401	54 172
Total profits et pertes de la période	(2 940)	46 956	7 257	54 213
Autres variations		(1)	315	314
Distributions de dividendes		(27 430)	(1 794)	(29 224)
Stocks options		182		182
Augmentation de capital		605	7 433	8 038
Capitaux propres au 31 décembre 2006	(4 868)	186 332	40 958	227 290
Variation de la différence de conversion et autres	2 592	2 592		2 592
Variation de juste valeur sur dérivés de couverture		1 847	541	2 388
Total profits et pertes non comptabilisés en résultat	2 592	4 439	541	4 980
Résultat de la période		63 469	7 688	71 157
Total profits et pertes de la période	2 592	67 908	8 229	76 137
Autres variations		(289)	272	(17)
Distributions de dividendes		(30 323)	(2 365)	(32 688)
Stocks options		182		182
Augmentation de capital		1 169	2 029	3 198
Capitaux propres au 31 décembre 2007	(2 276)	224 979	49 123	274 102

D • TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE CONSOLIDÉS

TABLEAU DES FLUX DE TRÉSORERIE

En milliers d'euros	2007	2006
Activités opérationnelles :		
Résultat net part du Groupe	63 469	47 771
Intérêts minoritaires	7 688	6 401
Ajustements :		
Dotations aux amortissements	17 912	13 512
Dotations aux provisions	3 371	(387)
Variation des impôts différés	647	7 796
Résultat des entreprises associées net des dividendes reçus	(2 355)	(3 977)
Plus ou moins values de cession	(14 378)	(1 325)
Autres éléments sans impact sur la trésorerie	182	39
Produits financiers capitalisés	(487)	(1 831)
Charge d'impôt courant de l'exercice	8 759	(267)
Capacité d'autofinancement	84 808	67 732
Variation du besoin en fonds de roulement	(11 935)	(15 863)
Impôt décaissé	(2 624)	(768)
Flux nets de trésorerie générés par les activités opérationnelles	70 249	51 101
Opérations d'investissements :		
Acquisitions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(78 337)	(80 905)
Acquisitions d'actifs financiers	(3 919)	(3 333)
Prix de cession d'immobilisations corporelles et incorporelles	158	1 596
Prix de cession et diminutions d'actifs financiers	46 675	5 844
Acquisitions/cessions de filiales sous déduction de la trésorerie acquise/cédée	15 920	(4 133)
Remboursement de comptes courants de participations		
Flux nets de trésorerie générés par les activités d'investissement	(19 503)	(80 931)
Opérations de financement :		
Augmentation de capital	3 198	8 038
Distributions de dividendes de Séchilienne-Sidec	(30 323)	(27 430)
Distributions de dividendes aux intérêts minoritaires	(2 366)	(1 794)
Emissions ou souscriptions d'emprunts et dettes financières	74 491	121 024
Remboursements d'emprunts et dettes financières	(59 602)	(106 892)
Flux nets de trésorerie générés par les activités de financement	(14 602)	(7 054)
Effets de la conversion	(47)	
Variation nette de la trésorerie	36 097	(36 884)
Trésorerie nette à l'ouverture	7 014	43 898
Trésorerie nette à la clôture	43 111	7 014
Variation de trésorerie	36 097	(36 884)
Disponibilités	3 838	361
Avances reçues des crédits-bailleurs		
Titres de placement	43 831	9 769
Concours bancaires courants	(4 558)	(3 116)
Trésorerie nette	43 111	7 014

1 Faits marquants de l'exercice

Au mois de novembre 2006, le Groupe avait mis en service sur l'île de la Réunion une nouvelle unité de bagasse-charbon d'une puissance de 58 MW. Cette unité a été exploitée sur 12 mois en 2007.

En 2007, le Groupe a procédé à la mise en service de deux centrales thermiques, la centrale du Galion à la Martinique et la centrale thermique de Savannah à l'Île Maurice, d'une puissance respective de 40 MW et 90 MW, à la mise en service de parcs éoliens en Champagne-Ardenne et en Lorraine d'une puissance respective de 8,5 MW et 12 MW et à l'installation dans les départements d'Outre-mer de parcs photovoltaïques représentant 5 MW.

En juillet 2007, Séchillienne-Sidec a conclu avec le fabricant de panneaux photovoltaïques à couches minces First Solar, un contrat garantissant la fourniture de panneaux, totalisant 150 MW sur la période 2007-2012.

Au mois de Juillet 2007, le Groupe a exercé l'option d'achat sur la centrale CTBR-1 (62 MW) ouverte à la Compagnie Thermique de Bois-Rouge CTBR par le contrat de crédit-bail qui concernait cette unité.

En septembre 2007, le dernier des contrats d'exploitation des installations thermiques construites au cours des années 1980 en France métropolitaine (contrat avec Rhodia concernant l'installation de Péage de Roussillon, d'une puissance de 13 MW, en région Rhône-Alpes) est arrivé à expiration.

En date du 17 décembre 2007, Séchillienne-Sidec a vendu à Gaz de France sa participation minoritaire de 40 % au sein de la Société des Éoliennes de La Haute-Lys, exploitante dans le Nord Pas-de-Calais d'un parc totalisant une puissance de 37,5 MW, en même temps que son co-actionnaire Sofinerg qui en détenait 60 %.

2 Méthodes comptables

2.1 Evolution du référentiel comptable en 2007

Les états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2007 ont été établis en conformité avec le référentiel IFRS (International Financial Reporting Standards) tel qu'adopté par l'Union Européenne au 31 décembre 2007.

Les états financiers sont présentés en milliers d'euros et ont été arrêtés par le conseil d'administration du 11 mars 2008.

Normes, interprétations et amendements aux normes applicables à compter du 1^{er} janvier 2007

- IFRS 7, « Instruments financiers : informations à fournir ». Les informations sur les instruments financiers demandées par la norme IFRS 7 ont été détaillées dans les notes annexes.
- Amendement à IAS 1, portant sur les informations à fournir sur le capital. Les informations sur le capital demandées par la norme IAS 1 ont été détaillées dans les notes annexes.

- IFRIC 7, « Modalités pratiques de retraitement des états financiers selon IAS 29 ».
- IFRIC 8, « Champ d'application de la norme IFRS 2 ».
- IFRIC 9, « Réévaluation des dérivés incorporés ».
- IFRIC 10, « Information financière intermédiaire et pertes de valeur ».

La mise en application de ces interprétations n'a pas eu d'impact sur les comptes du Groupe au 31 décembre 2007.

Normes, interprétations et amendements aux normes déjà publiés, mais dont l'application n'est pas encore obligatoire au 31 décembre 2007

Le Groupe n'a appliqué par anticipation aucune des normes et interprétations suivantes déjà publiées par l'IASB :

- IFRS 8, « Segments opérationnels » - applicable à compter du 1^{er} janvier 2009.
- IFRIC 11, « IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe » - applicable au 1^{er} janvier 2008.

La norme IFRS 8 relative à l'information sectorielle n'a pas d'incidence sur l'évaluation et la comptabilisation des transactions.

S'agissant des autres textes mentionnés ci-dessus, le Groupe mène actuellement des analyses sur leurs conséquences pratiques et leurs effets d'application dans les comptes.

Par ailleurs, les textes publiés par l'IASB au 31 décembre 2007 et non encore en vigueur dans l'Union Européenne à cette date sont les suivants :

- IFRIC 12, « Concessions de services » - applicable au 1^{er} janvier 2008.
- IFRIC 13 « Programme de fidélisation des clients » - applicable au 1^{er} juillet 2008.
- IFRIC 14 « IAS 19 – Limitation de l'actif au titre de prestations définies, obligations de financement minimum et leur interaction » applicable au 1^{er} janvier 2008.
- Amendements IAS 23, « Coûts d'emprunts » - applicable au 1^{er} janvier 2009.

2.2 Première adoption des IFRS

Les premiers comptes établis par le Groupe en conformité avec les normes IFRS l'ont été au 31 décembre 2005 avec une date de transition au 1^{er} janvier 2004. IFRS 1 prévoyait des exceptions à l'application rétrospective des normes IFRS à la date de transition. Les exceptions retenues par le Groupe sont les suivantes :

- Les écarts de conversion cumulés sur les filiales étrangères à l'ouverture de l'exercice 2004 ont été maintenus dans une composante distincte des capitaux propres, le Groupe n'ayant pas choisi de les incorporer aux réserves consolidées.
- Compte tenu du rachat de titres de coactionnaires minoritaires intervenus en 2004, le Groupe a retraité rétroactivement selon les modalités prévues par la norme IFRS 3 les prises de participations intervenues avant la date de transition.
- Le Groupe n'a pas retenu la possibilité d'évaluer à leur juste valeur comme coût présumé les immobilisations incorporelles ou corporelles.
- Les régimes de retraites à prestations définies ayant été mis en place en 2004, il n'existait pas d'écarts actuariels non reconnus à la date de transition.
- L'application de la norme IFRS 2 qui traite des paiements fondés sur des actions a été appliquée au 1^{er} janvier 2004 et a été limitée aux plans de stock options postérieurs au 7 novembre 2002.
- Le Groupe a choisi d'appliquer de manière prospective les normes IAS 32 « Instruments financiers : informations à fournir et présentation » et IAS 39 « instruments financiers : comptabilisation et évaluation » à compter du 1^{er} janvier 2005.

2.3 Méthodes de consolidation

Les filiales contrôlées de manière exclusive sont intégrées globalement. Le contrôle résulte du pouvoir pour le Groupe de diriger les politiques financières ou opérationnelles de manière à obtenir des avantages de leurs activités. Le contrôle est présumé exister lorsque le Groupe détient directement ou indirectement la majorité des droits de vote dans la société.

La méthode de la mise en équivalence est appliquée aux entreprises associées dans lesquelles le Groupe a une influence notable (généralement plus de 20 %) mais n'a pas le contrôle. La mise en équivalence consiste à retenir l'actif net et le résultat net d'une société au prorata de la participation détenue par la société mère dans le capital, ainsi que l'écart d'acquisition y afférant le cas échéant.

Les comptes des sociétés consolidées sont arrêtés au 31 décembre de chaque exercice présenté.

Les créances et les dettes réciproques ainsi que les produits et les charges réciproques relatives à des sociétés consolidées par intégration globale sont éliminées dans leur totalité. Les marges internes réalisées entre ces sociétés sont éliminées, en particulier celles réalisées dans le cadre de garanties données par la maison mère à ses filiales. Les résultats internes réalisés entre les entreprises dont les titres sont mis en équivalence et les entreprises dont les comptes sont intégrés globalement sont éliminés à hauteur du pourcentage de participation détenu par le Groupe dans le capital de l'entreprise mise en équivalence.

2.4 Regroupement d'entreprises

Les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Selon cette méthode, les actifs acquis, les passifs et les passifs éventuels assumés sont évalués à leur juste valeur conformément aux prescriptions de la norme IFRS 3.

Les écarts d'acquisition correspondent à la différence entre le prix d'acquisition payé lors du regroupement d'entreprises, majoré des frais d'acquisition, et le montant des actifs et passifs identifiables

acquis nets des passifs et passifs éventuels pris en charge. Ils sont déterminés de façon provisoire lors de l'acquisition et sont révisés dans un délai d'un an. Les écarts d'acquisition ne sont pas amortis et font, le cas échéant, l'objet de tests de perte de valeur.

2.5 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles acquises lors d'un regroupement d'entreprise sont comptabilisées séparément lorsqu'elles réunissent les critères de reconnaissance définis par la norme IAS 38 et que leur juste valeur peut être estimée de manière fiable.

La juste valeur des contrats acquis lors de regroupements d'entreprise est déterminée par l'actualisation de flux de trésorerie nets estimés générés par l'actif.

Après leur comptabilisation initiale, les contrats sont comptabilisés à leur coût diminué du cumul des amortissements et du cumul des pertes de valeur. Les contrats sont amortis linéairement sur leur durée résiduelle, soit sur des périodes n'excédant pas 35 ans.

Les activités du Groupe ne comprennent pas de dépenses de développement répondant aux critères d'activation de frais correspondants.

2.6 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont constituées principalement par les installations de production de vapeur et d'énergie. Elles sont comptabilisées à leur coût, déduction faite de la TVA non payée récupérable, minoré des amortissements et des pertes de valeur le cas échéant.

Conformément à l'option autorisée par la norme IAS 23, le Groupe a opté pour la capitalisation des frais financiers encourus pendant la période de construction des actifs.

Lorsque les composants d'un actif ont des durées d'utilité différentes ils sont comptabilisés séparément et amortis sur leur durée d'utilité propre. Les pièces de rechange significatives de sécurité sont ainsi immobilisées et amorties sur la durée d'utilité des centrales.

Le Groupe considère qu'il n'y a pas de frais de démontage et de démantèlement des actifs. En conséquence aucun coût de cette nature n'est compris dans le prix de revient des installations.

Les dépenses d'entretien des centrales visant à les maintenir en bon état d'utilisation sont enregistrées en charges lorsqu'elles surviennent.

Les installations de production sont amorties linéairement sur leur durée d'utilité estimée à compter de la date à laquelle l'actif est prêt à être mis en service, c'est-à-dire dès qu'il se trouve à l'endroit et dans l'état nécessaires pour pouvoir l'exploiter de la manière prévue par la direction. Ces installations sont amorties sur une durée de 40 ans pour les centrales thermiques charbon/bagasse, 35 ans pour les centrales thermiques fonctionnant au fuel et de 20 ans pour les centrales éoliennes ainsi que pour les parcs photovoltaïques.

Les autres immobilisations corporelles sont amorties linéairement sur des durées comprises entre 2 et 10 ans. Le Groupe procède chaque année à la révision des durées d'utilité.

Les subventions d'investissement reçues sont comptabilisées en diminution de la valeur brute des immobilisations corporelles. Elles sont reconnues en résultat sur la durée d'utilité de l'actif qu'elles financent.

2.7 Contrats de location

Les contrats de location d'actifs pour lesquels le Groupe est preneur et supporte substantiellement les risques et bénéficie des avantages économiques relatifs à la propriété sont comptabilisés comme des contrats de location financement, en particulier, les contrats relatifs au financement des centrales.

Le Groupe identifie les accords qui bien que n'ayant pas la forme juridique d'un contrat de location, s'analysent, conformément à IFRIC 4 comme des contrats de location. Si les accords sont considérés comme des contrats de location, ils sont alors analysés en regard d'IAS 17 pour être qualifiés de contrat de location simple ou de contrat de location financement. Les produits des activités de location financement sont considérés comme des produits des activités ordinaires.

Pour retraiter les contrats de location financement, le Groupe détermine la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Ce sont les paiements que le preneur est, ou peut être, tenu d'effectuer pendant la durée du contrat de location, à l'exclusion du loyer conditionnel, du coût des services et des taxes à payer ou à rembourser au bailleur.

2.8 Dépréciation des actifs

Conformément à la norme IAS 36, la Société examine régulièrement s'il existe des indices de perte de valeur des actifs incorporels et corporels. S'il existe de tels indices, la Société effectue un test de perte de valeur afin d'évaluer si la valeur comptable de l'actif n'est pas supérieure à sa valeur recouvrable, définie comme la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de vente et la valeur d'utilité.

L'évaluation de la valeur d'utilité d'un actif s'effectue généralement par actualisation des flux futurs de trésorerie générés par l'actif. Les actifs qui ne génèrent pas de flux de trésorerie largement indépendants sont regroupés dans des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT). Les principales UGT du Groupe sont constituées par les centrales thermiques, les parcs éoliens et les parcs photovoltaïques.

2.9 Stocks

Les stocks sont principalement constitués par les combustibles, les fournitures et les pièces de rechange non stratégiques nécessaires au fonctionnement des centrales. Ils sont évalués au prix de revient ou à leur valeur nette de réalisation (prix de marché), si cette dernière est inférieure au coût d'achat.

2.10 Actifs financiers

Les actifs financiers sont constitués par des créances d'exploitation, des dépôts et gages espèces liés aux contrats de crédit-bail, des dépôts à terme, des prêts, des titres non consolidés, des placements et équivalents de trésorerie et des instruments dérivés ayant une valeur positive.

Les méthodes suivantes sont appliquées aux actifs financiers :

- les placements et équivalents de trésorerie sont évalués en juste valeur, les ajustements de valeurs étant enregistrés en résultat,
- les créances d'exploitation, les dépôts de garantie et les dépôts à terme sont comptabilisés selon la méthode du coût amorti au taux d'intérêt effectif. Cette méthode n'aboutit pas à des différences importantes avec la valeur nominale des créances. En cas de difficulté de recouvrement des créances, des dépréciations sont constatées sur la base des prévisions d'encaissements.

Les méthodes retenues concernant les instruments dérivés ayant une valeur de marché positive sont détaillées dans la note 2.12.

2.11 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes d'exploitation et des instruments dérivés ayant une valeur de marché négative. Le cas spécifique des instruments dérivés ayant une valeur de marché négative est traité ci-après.

En vertu de la norme IAS 39 appliquée depuis le 1^{er} janvier 2005, les dettes d'exploitation et les dettes financières sont évaluées selon la méthode du coût amorti au taux d'intérêt effectif.

2.12 Instruments dérivés

Les instruments dérivés utilisés par le Groupe ont pour but la couverture des risques de taux sur les lignes d'emprunt et de crédit-bail contractées à taux variables. Conformément aux normes IAS 32 et 39 définissant l'évaluation et la comptabilisation des instruments financiers, les instruments dérivés ayant une valeur de marché positive sont comptabilisés à l'actif et ceux ayant une valeur de marché négative sont comptabilisés au passif.

Lorsqu'ils ne sont pas considérés comptablement comme des instruments de couverture de flux futurs de trésorerie (Cash Flow Hedge), les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées en résultat, dans le cas contraire elles sont portées en capitaux propres.

Par ailleurs, certains contrats de crédit-bail et certains contrats de vente incluent des clauses qui s'analysent comme étant des instruments dérivés de taux d'intérêt ou de change. En vertu de la norme IAS 39, ces dérivés incorporés sont comptabilisés distinctement de leur contrat d'accueil, à la date de démarrage du contrat et font l'objet d'une valorisation à la juste valeur, de la même manière que des dérivés autonomes conclus avec une banque. Ces dérivés figurent au bilan à leur juste valeur, à l'actif ou au passif selon qu'elle est positive ou négative.

Lorsqu'ils ne sont pas considérés comptablement comme des instruments de couverture de flux futurs de trésorerie (Cash Flow Hedge), les variations de juste valeur de ces instruments sont enregistrées en résultat, dans le cas contraire elles sont portées en capitaux propres.

2.13 Avantages au personnel

Les avantages au personnel comprennent des régimes à cotisations définies et des régimes à prestations définies.

Les régimes à cotisations définies désignent les régimes d'avantages postérieurs à l'emploi en vertu desquels le Groupe verse des cotisations définies à différents organismes sociaux. Les cotisations sont versées en contrepartie des services rendus par les salariés au titre de l'exercice. Elles sont comptabilisées en charges lorsqu'elles sont encourues.

Les régimes à prestations définies désignent les régimes qui garantissent aux salariés des ressources complémentaires. Cette garantie de ressources complémentaires constitue pour le Groupe une prestation future pour laquelle un engagement est calculé. Le calcul de la provision s'effectue en estimant le montant des avantages que les employés auront accumulés en contrepartie des services rendus pendant l'exercice et les exercices précédents.

La modification ou l'introduction d'un nouveau régime d'avantages postérieurs à l'emploi ou d'autres avantages à long terme peuvent entraîner un accroissement de la valeur actuelle de l'obligation au titre des prestations définies pour les services rendus au cours des exercices antérieurs et appelé « coût des services passés ». Ce coût des services passés est comptabilisé en charges, selon un mode linéaire sur la durée moyenne restant à courir jusqu'à ce que les droits correspondants soient acquis au personnel. Les droits acquis lors de l'adoption ou de la modification du régime sont comptabilisés immédiatement en charges de l'exercice.

Au sein du Groupe Séchilienne-Sidec, les régimes à prestations définies regroupent les avantages postérieurs à l'emploi et les autres avantages à long terme.

• Avantages postérieurs à l'emploi

Les avantages postérieurs à l'emploi comprennent :

- des indemnités de fin de carrière,
- des régimes à prestations définies au bénéfice de certains salariés de la maison mère en complément du régime précédent,
- les pensions spécifiques dont bénéficient les salariés de certaines filiales dans le cadre du régime des Industries Électriques et Gazières (IEG) et de la garantie de maintien de certains avantages spécifiques après leur départ en retraite.

Conformément à la norme IAS 19 « Avantages du personnel », leur évaluation est effectuée annuellement selon la méthode des unités de crédit projetées et en appliquant un prorata à l'ancienneté.

Le taux d'actualisation utilisé à la date de clôture correspond au taux de rendement des obligations privées françaises de première catégorie dont les échéances sont approximativement égales à celles des obligations du Groupe.

Les écarts actuariels issus des évaluations sont amortis sur l'espérance de la durée résiduelle d'activité des participants au régime. L'amortissement se pratique sur la partie de l'écart actuariel qui excède 10 % de la dette actuarielle, conformément à la méthode du « corridor ».

• Les autres avantages à long terme

Les autres avantages à long terme comprennent principalement les compléments de couverture médicale. Une provision est calculée selon des méthodes, des hypothèses et une fréquence identiques à celles retenues pour les évaluations des avantages postérieurs à l'emploi.

Les écarts actuariels issus de l'évaluation des autres avantages à long terme sont comptabilisés directement en résultat l'année de leur survenance.

2.14 Provisions pour risques et charges

Des provisions sont comptabilisées :

- lorsque le Groupe a une obligation actuelle résultant d'un événement passé,
- qu'il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation,
- que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

2.15 Quotas de CO₂

Du fait du retrait de l'interprétation IFRIC 3 relative aux quotas d'émission de gaz à effet de serre et en l'absence de normes et interprétations relatives à la comptabilisation des quotas d'émission de CO₂, les dispositions suivantes ont été mises en œuvre.

Les quotas attribués à titre gratuit sont comptabilisés pour une valeur nulle. L'écart éventuel entre les quotas disponibles et les obligations de restitution à l'échéance fait l'objet de provisions calculées en fonction de la valeur de marché à la date de clôture et qui figurent en autres passifs courants.

2.16 Impôt sur les bénéfices

La charge d'impôt sur les bénéfices au compte de résultat comprend l'impôt à payer au titre de la période et l'impôt différé.

Les impôts différés sont constatés sur toutes les différences temporelles entre les valeurs comptables et fiscales des éléments d'actifs et de passifs, ainsi que sur les déficits fiscaux reportables. Les impôts différés actifs ne sont comptabilisés que si leur récupération est probable.

La majeure partie de ces impôts différés provient :

- des différences temporelles portant sur certains actifs, notamment incorporels, dans les comptes consolidés,
- de la constatation d'impôts différés sur report déficitaire.

Les impôts différés sont évalués au taux d'impôt dont l'application est décidée par l'organe compétent à la date d'arrêté des comptes, en fonction de l'échéance prévisionnelle de remboursement des différences temporelles. La règle du report variable est appliquée et l'effet de tout changement de taux d'imposition est comptabilisé dans le compte de résultat à l'exception de changements relatifs à des éléments comptabilisés directement en capitaux propres. Les impôts différés ne sont pas actualisés.

Le Groupe bénéficie de dispositions fiscales en vigueur dans les DOM qui n'entrent ni dans le champ d'application d'IAS 12, ni dans celui d'IAS 20. En conséquence, en application d'IAS 8 le Groupe a examiné les normes traitant de sujets similaires pour déterminer un traitement comptable approprié. Par analogie avec IAS 12, le Groupe reconnaît immédiatement en résultat de la période l'économie d'impôt résultant de ces dispositions fiscales.

2.17 Paiements en actions

Les options de souscription accordées aux dirigeants et à certains cadres clés donnent lieu à une évaluation à leur juste valeur dès leur attribution par le Conseil d'Administration. Cette évaluation n'est pas révisée par la suite. Sur la base d'une estimation du nombre d'options qui seront définitivement acquises à l'issue de la période d'acquisition des droits, le Groupe enregistre la charge globale de manière étalée sur cette période. Ces charges sont comptabilisées en contrepartie des capitaux propres au poste réserves.

2.18 Conversions monétaires

Les opérations en devises sont comptabilisées au cours du change à la date de l'opération. À la clôture de l'exercice, les créances et les dettes en devises sont converties au cours en vigueur à cette date ; les écarts de conversion qui en résultent sont comptabilisés en résultat.

Les titres de participations dans les sociétés mauriciennes sont mis en équivalence au bilan sur la base du cours en vigueur à la clôture de la période comptable, la quote-part des résultats revenant au Groupe est convertie au cours moyen de l'exercice. Les écarts de conversion qui en résultent sont portés directement en capitaux propres.

2.19 Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires du Groupe proviennent :

- des ventes d'électricité et de vapeur au titre des contrats de fourniture d'énergie de durées comprises entre 25 et 35 ans conclus essentiellement avec EDF ainsi qu'avec les sucreries pour les centrales fonctionnant au charbon et à la bagasse. Les produits de l'exercice correspondent aux rémunérations prévues par ces contrats au titre de chaque période comptable,
- des prestations de services effectuées par la maison mère. Ces prestations sont relatives aux prestations de gestion facturées

aux filiales non consolidées ainsi qu'aux prestations de maîtrise d'œuvre pour la construction des installations nouvelles prises en charge dans l'investissement par les crédits-bailleurs,

- des produits de location des installations thermiques pour lesquelles les contrats de vente ont été qualifiés de location financement conformément à l'interprétation IFRIC 4.

2.20 Information sectorielle

L'information par secteur d'activité est présentée en conformité avec le système de reporting interne du Groupe utilisé par la Direction Générale pour mesurer la performance financière et allouer les ressources. Les risques et rentabilités sont en outre spécifiques à chacun des secteurs d'activité.

Les zones géographiques sont définies en fonction de leur environnement économique spécifique et sont sujettes à des risques et rentabilités différents.

2.21 Principes de classement et de présentation

Pour la présentation du bilan, la distinction entre éléments courants et non courants requise par la norme IAS 1 correspond pour l'essentiel au découpage de l'actif (immobilisé/circulant) et du passif (long terme/court terme).

Certaines opérations de montant significatif sont classées en « autres produits et charges opérationnels ».

Elles comprennent notamment :

- certains avantages fiscaux liés aux opérations de financement des installations dans les DOM-TOM,
- les plus ou moins-values de cession ou dépréciations importantes et inhabituelles d'actifs non courants, corporels ou incorporels,
- d'autres charges et produits opérationnels d'une matérialité très significative.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les liquidités, les comptes bancaires courants, les valeurs mobilières de placement réalisables à très court terme et facilement convertibles en liquidités et qui ne présentent pas de risque significatif d'évolution de valeur. La trésorerie dont la variation est analysée dans le tableau de flux de trésorerie consolidé est représentée par la trésorerie nette active sous déduction des découverts bancaires. Les crédits spots sont compris dans la variation de l'endettement.

3 Estimations de la direction

La préparation des états financiers amène le Groupe à procéder à ses meilleures estimations et à retenir des hypothèses qui affectent la valeur comptable des éléments d'actif et de passif, les informations relatives aux éléments d'actif et de passif éventuels, ainsi que la valeur comptable des produits et charges enregistrés durant la période.

Les résultats réels futurs sont susceptibles de diverger par rapport à ces estimations.

Les principaux éléments des états financiers pour lesquels le Groupe a recours à des estimations significatives sont les suivants :

• IAS 17 : Contrats de location et IFRIC 4 : Déterminer si un accord contient un contrat de location

Le Groupe est susceptible de conclure un accord, comportant une transaction ou une série de transactions liées, qui ne revêt pas la forme juridique d'un contrat de location mais qui confère le

droit d'utiliser un actif (une immobilisation corporelle, par exemple) en contrepartie d'un paiement ou d'une série de paiements. L'interprétation IFRIC 4 indique la démarche à suivre pour déterminer si les accords de ce type constituent ou contiennent des contrats de location à comptabiliser selon la norme IAS 17 (comptabilisation des contrats de location). Pour déterminer si un accord constitue ou contient un contrat de location, il convient de se fonder sur la substance de l'accord et d'apprécier, d'une part, si l'exécution de l'accord dépend de l'utilisation d'un ou plusieurs actifs spécifiques et, d'autre part, si l'accord confère un droit d'utiliser l'actif. L'analyse de ces critères suppose que la direction procède à des estimations. Compte tenu de leurs caractéristiques, la plupart des contrats de vente du Groupe entrent dans le champ d'application d'IFRIC 4. Pour qualifier le contrat, la direction doit exercer un jugement afin de déterminer si le contrat entraîne le transfert au client de la quasi totalité des risques et avantages inhérents à la propriété de l'actif en appréciant si l'exécution de l'accord dépend de l'utilisation d'un actif spécifique et si l'accord confère un droit d'utiliser l'actif.

Lorsqu'un contrat répond aux critères d'un contrat de location financement sur le plan comptable, la détermination de la juste valeur de l'actif loué et de la valeur actuelle des paiements minimaux au titre de la location implique également la formulation d'un jugement par la direction.

La plupart des immobilisations corporelles du Groupe sont financées par des contrats de location.

• SIC 27 : Évaluation de la substance des transactions prenant la forme juridique d'un contrat de location

Le Groupe peut conclure une transaction ou une série de transactions structurées (un accord) prenant la forme juridique d'un contrat de location avec un ou plusieurs investisseurs afin de financer ses immobilisations corporelles. Des transactions en série revêtant la forme juridique d'un contrat de location sont liées et doivent être comptabilisées comme une transaction unique lorsque leur incidence économique globale ne peut se comprendre sans faire référence à la série de transactions considérée comme un tout. L'analyse de la substance des accords suppose que la direction procède à des estimations et formule des jugements. Si l'accord ne remplit pas les conditions pour être comptabilisé comme un contrat de location, les estimations et jugements de la direction portent sur les faits et circonstances propres à chaque accord, de façon à déterminer à quel moment il faut comptabiliser en produits la commission reçue le cas échéant par le Groupe. Celle-ci n'est comptabilisée que lorsqu'il est probable que les avantages économiques associés à la transaction iront à l'entité et que le résultat de la transaction peut être évalué de façon fiable, ce qui suppose que la direction s'appuie sur des estimations et formule des jugements. Cette analyse est effectuée au cas par cas.

• IFRS 3 : Regroupements d'entreprises

Tous les regroupements d'entreprises sont comptabilisés selon la méthode de l'acquisition. Par conséquent, le Groupe comptabilise les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entité acquise à leur juste valeur à la date d'acquisition, et constate également le goodwill. Les valeurs attribuées aux actifs acquis et aux passifs font l'objet d'estimations de la direction qui portent par exemple sur les flux de trésorerie attendus des actifs ou sur les taux d'actualisation.

• **IAS 16 : Durées d'utilité des immobilisations corporelles et incorporelles**

Les immobilisations corporelles et les actifs incorporels autres que le goodwill sont comptabilisés à leur coût et amortis sur leur durée d'utilité économique sur la base d'estimations faites par la direction. Lorsque la direction constate que les durées d'utilité réelles diffèrent de façon substantielle des estimations retenues pour le calcul des amortissements, cette différence donne lieu à des ajustements sur les périodes suivantes. Étant donné l'importance que les immobilisations revêtent pour le Groupe, des écarts entre les durées d'utilité réelles et les durées d'utilité estimées pourraient avoir une incidence significative, positive ou négative, sur son résultat opérationnel.

• **IAS 36 : Perte de valeur des immobilisations corporelles et des actifs incorporels**

Les immobilisations corporelles et incorporelles font l'objet d'un test de dépréciation lorsque les circonstances indiquent que la valeur comptable de l'actif pourrait être partiellement irrécouvrable. Lorsqu'il existe des indices de ce type, la Société procède à des tests de dépréciation afin de vérifier que la valeur comptable de l'actif n'est pas supérieure à sa valeur recouvrable, laquelle est définie comme étant le montant le plus élevé entre la juste valeur diminuée du coût de la vente et la valeur d'utilité. La valeur d'utilité d'un actif est généralement déterminée en actualisant les flux de trésorerie futurs générés par cet actif. Pour estimer les flux de trésorerie futurs des immobilisations corporelles et incorporelles, la direction formule un jugement en fonction de l'usage qu'elle a l'intention de faire de l'actif, notamment en ce qui concerne les produits futurs, les charges, les taux d'actualisation, etc.

• **IAS 12 : Impôts sur le résultat**

Le Groupe bénéficie directement de certains avantages fiscaux correspondant à un pourcentage des investissements directs éligibles réalisés sous forme d'apports de capitaux dans des biens situés dans les départements d'Outre-mer. Ces apports de capitaux sont déductibles du résultat imposable en fonction de la date d'octroi des avantages fiscaux. L'agrément des pouvoirs publics est subordonné à la poursuite de l'exploitation de l'actif et à la conservation des actions reçues en contrepartie des apports de capitaux, dans tous les cas, pendant une période de cinq ans.

Ces avantages fiscaux n'entrent pas directement dans le champ d'application d'IAS 12 (« Impôts sur le résultat ») ni d'IAS 20 (« Comptabilisation des subventions publiques »). La direction a donc exercé son jugement pour déterminer le traitement comptable à appliquer, et elle a estimé qu'une analogie avec IAS 12 était appropriée. L'avantage fiscal est donc comptabilisé comme une réduction de l'impôt sur le bénéfice courant lorsqu'il existe une assurance raisonnable que le Groupe remplira toutes les conditions d'octroi de l'avantage fiscal et lorsque l'apport de capitaux devient déductible du résultat imposable de l'exercice en cours.

Des actifs d'impôts différés sont comptabilisés pour les montants d'impôts sur le résultat recouvrable au cours d'exercices futurs au titre de différences temporelles déductibles et du report en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt non utilisés. Pour déterminer s'il y a lieu de comptabiliser un actif d'impôts différés au titre du report en avant de pertes fiscales et de crédits d'impôt non utilisés, la direction examine la probabilité pour que ces pertes fiscales et crédits d'impôt non utilisés puissent être imputés sur un bénéfice imposable futur. La direction tient compte des résultats passés et prévisionnels, du résultat imposable futur et de la combinaison résultats/stratégies en cours et réalisables en matière de gestion fiscale.

• **IAS 39 : Juste valeur des instruments financiers dérivés et des dérivés incorporés**

La meilleure indication de la juste valeur d'un contrat est le prix qui serait convenu entre des parties bien informées, consentantes, et agissant dans des conditions de concurrence normale. À la date de l'opération, la juste valeur correspond généralement au prix de la transaction. Par la suite, la juste valeur est déterminée à partir de données observables sur le marché, qui fournissent les indications les plus fiables concernant la variation de juste valeur d'un contrat.

Les évaluations faites en fonction du marché, en particulier celles qui ne reposent pas sur des cotations facilement disponibles, comportent une marge intrinsèque d'incertitude. Cette incertitude croît avec la durée des contrats sous jacents et lorsque le marché sous jacent est limité en raison de faibles volumes d'opérations. Les évaluations fondées sur le marché peuvent en outre différer sensiblement des pertes et des profits réels qui seront réalisés à l'échéance du contrat, en raison de l'évolution des conditions du marché ou d'événements particuliers tels que des modifications apportées au contrat sous jacent. D'une façon plus générale, toute évolution des faits et circonstances relatifs aux conditions du marché et des hypothèses sous jacentes retenues aux fins de l'évaluation peuvent avoir une incidence sur le résultat financier du Groupe.

4 Périmètre de consolidation

Le périmètre au 31 décembre 2007 comprend les sociétés suivantes :

Sociétés intégrées globalement ou proportionnellement	Pourcentage d'intérêt au 31/12/2007	Pourcentage d'intérêt au 31/12/2006
Séchilienne-Sidec	Mère	Mère
À La Réunion		
Plexus-Sol	95,02 %	95,02 %
SCE Société de Conversion d'Énergie	95,02 %	95,02 %
Compagnie Thermique de Bois-Rouge (CTBR)	99,99 %	99,99 %
Exploitation Maintenance Services (EMS, filiale de CTBR)	99,97 %	99,97 %
Compagnie Thermique du Gol (CTG)	64,62 %	64,62 %
Sud Thermique Production (STP, filiale de CTG)	64,56 %	64,56 %
Compagnie Industrielle des Cendres et Mâchefers (CICM)	51,00 %	
À l'Île Maurice		
Compagnie Thermique de Bellevue Management (CTBVM)	62,00 %	
En Guadeloupe		
Compagnie Thermique du Moule (CTM)	99,99 %	99,99 %
Caraïbes Thermique Production (CTP)	99,94 %	99,94 %
Caraïbes Énergie	100,00 %	
Recyclage Cendres Mâchefers Industries (RCM Industries)	99,99 %	
En Martinique		
Compagnie Cogénération du Galion (CCG)	80,00 %	80,00 %
Quantum Antilles Énergie	80,00 %	
Quantum Énergie Habitat	80,00 %	
En France métropolitaine		
Éoliennes de Lirac	100,00 %	
Éoliennes de la Carnoye	100,00 %	
Power Alliance	50,00 %	
Éoliennes de Clamanges et de Villeseneux	100,00 %	
Éoliennes des Quatre-vents	100,00 %	100,00 %
Éoliennes de Marne et Moselle	100,00 %	100,00 %

Seule la société Power Alliance est consolidée en intégration proportionnelle.

Sociétés mises en équivalence	Pourcentage d'intérêt au 31/12/2007	Pourcentage d'intérêt au 31/12/2006
À La Réunion		
Compagnie Industrielle des Cendres et Mâchefers (CICM)		51,00 %
En Guadeloupe		
Recyclage Cendres Mâchefers Industries (RCM Industries)		99,99 %
À l'Île Maurice		
Compagnie Thermique de Bellevue (CTBV)	27,00 %	27,00 %
Compagnie Thermique de Bellevue Management (CTBVM)		62,00 %
Compagnie Thermique Du Sud (CTDS)	25,00 %	25,00 %
Compagnie Thermique de Savannah (CTS)	25,00 %	
En France métropolitaine		
Éolienne de La Haute-Lys et ses filiales		40,00 %

• Changements de méthode de consolidation

Les sociétés CICM, CTBVM et RCM Industries contrôlées par le Groupe et antérieurement consolidées par mise en équivalence du fait de leur caractère non significatif ont été consolidées selon la méthode de l'intégration globale à compter du 1^{er} janvier 2007. L'impact de ce changement de méthode de consolidation n'est pas significatif.

• Principales entrées de périmètre

- La société Compagnie Thermique de Savannah (CTSAV) détenue à 25 % a été consolidée par mise en équivalence à compter du 1^{er} janvier 2007.

- Les sociétés Quantum Énergie Antilles (QEA) et Quantum Énergie Habitat (QEH) ont été intégrées globalement au périmètre de consolidation à compter du 1^{er} janvier 2007.

Les autres entrées de périmètre correspondent à des créations ou des acquisitions d'entités qui n'ont pas exercé d'activités en 2007 ou qui ne sont pas significatives.

• Sorties de périmètre

La société Éolienne de La Haute-Lys et ses filiales ont été cédées en date du 17 décembre 2007. Le résultat de ces sociétés a été pris en compte jusqu'à la date de cession en résultat des entités mises en équivalence.

5 Immobilisations incorporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Contrats de fourniture d'électricité et de vapeur	Autres immobilisations incorporelles	Immobilisations incorporelles
Valeurs brutes :			
Au 31 décembre 2005	128 735		128 735
Acquisitions			
Cessions			
Variations de périmètre	3 866		3 866
Autres mouvements		95	95
Effet de change			
Au 31 décembre 2006	132 601	95	132 696
Acquisitions			
Cessions			
Variations de périmètre			
Autres mouvements		45	45
Effet de change			
Au 31 décembre 2007	132 601	140	132 741
Amortissements et dépréciations :			
Au 31 décembre 2005	(5 416)		(5 416)
Charge d'amortissement de la période	(3 632)		(3 632)
Dépréciation			
Reprise de dépréciation			
Cessions			
Variations de périmètre			
Effet de change			
Au 31 décembre 2006	(9 048)		(9 048)
Charge d'amortissement de la période	(4 288)		(4 288)
Dépréciation	(3 063)		(3 063)
Reprise de dépréciation			
Cessions			
Variations de périmètre et autres	(3)		(3)
Effet de change			
Au 31 décembre 2007	(16 402)		(16 402)
Valeurs nettes :			
Au 1 ^{er} janvier 2006	123 319		123 319
Au 31 décembre 2006	123 553	95	123 648
Au 31 décembre 2007	116 199	140	116 339

La valeur brute des immobilisations incorporelles correspond à la juste valeur de contrats de livraison d'énergie conclus par les centrales thermiques (CTBR, CTM et CTG) avec le Groupe EDF lors de la prise de contrôle intervenue le 1^{er} octobre 2004, amortis sur une durée résiduelle au 31/12/2007 comprise entre 20 et 32 ans.

Les tests de dépréciation ont été effectués pour les entités pour lesquelles un indice de perte de valeur a été identifié au 31 décembre 2007. Ainsi, la partie des contrats de SCE et Plexus correspondant à la juste valeur des avantages fiscaux à recevoir a été dépréciée à hauteur des avantages fiscaux obtenus sur l'année.

La juste valeur des immobilisations incorporelles a été évaluée par actualisation des flux de trésorerie futurs.

Les revenus pris en compte pour le calcul des flux de trésorerie futurs ont été déterminés à partir des revenus des exercices passés et des éléments d'évolution future tels qu'ils sont anticipés par le management à la clôture.

Le taux d'actualisation retenu de 8,5 % reflète, l'appréciation par le marché de la valeur temps de l'argent et l'appréciation par le management des risques spécifiques liés à l'activité. La durée retenue pour procéder à ces tests correspond à la durée des contrats de vente.

6 Immobilisations corporelles

<i>En milliers d'euros</i>	Installations en service	Immobilisations en cours	Total
Valeur brutes :			
Au 31 décembre 2005	391 884	77 095	468 979
Acquisitions	16 300	69 452	85 752
Cessions	(396)	(86)	(482)
Variations de périmètre	4 010	86	4 096
Reclassement	98 449	(98 541)	(92)
Effet de change			
Au 31 décembre 2006	510 247	48 006	558 253
Acquisitions	26 363	47 192	73 555
Cessions	(3 456)		(3 456)
Variations de périmètre	2 070	1 445	3 515
Reclassement	55 623	(55 623)	0
Effet de change			
Au 31 décembre 2007	590 847	41 020	631 867
Amortissements et dépréciations :			
Au 31 décembre 2005	(92 703)		(92 703)
Charge d'amortissement de la période	(9 880)		(9 880)
Dépréciation			
Reprise de dépréciation			
Cessions	123		123
Variations de périmètre			
Reclassement	4		4
Effet de change			
Au 31 décembre 2006	(102 456)		(102 456)
Charge d'amortissement de la période	(14 427)		(14 427)
Dépréciation	(591)		(591)
Reprise de dépréciation			
Cessions	3 394		3 394
Variations de périmètre	(1 887)		(1 887)
Reclassement			
Effet de change			
Au 31 décembre 2007	(115 967)		(115 967)
Valeurs nettes :			
Au 1 ^{er} janvier 2006	299 181	77 095	376 276
Au 31 décembre 2006	407 791	48 006	455 797
Au 31 décembre 2007	474 880	41 020	515 900

Aucun indice de perte de valeur des immobilisations corporelles n'a été identifié au cours des exercices clos au 31 décembre 2006 et 2007.

Locations financement

La majeure partie des équipements industriels du Groupe sont des locations financement. À la fin de la période de location, le Groupe peut exercer l'option d'acheter l'équipement.

Le montant net d'amortissement des biens pris en location financement s'élève à 301 231 milliers d'euros au 31/12/2007 (347 674 milliers d'euros au 31/12/2006)

Les dettes financières au titre des locations financement sont présentées dans la note 12.

7 Participations dans les entreprises associées

La variation des participations dans les entreprises associées s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/07	31/12/06
Montant en début de période	19 321	16 268
Dividendes versés	(1 407)	(2 192)
Augmentation de capital		
Quote-part dans les résultats des entreprises associées	3 762	6 168
Écart de conversion sur les participations mauriciennes	2 104	(2 811)
Variation de périmètre	1 744	1 888
Montant en fin de période	25 524	19 321

La quote-part du Groupe dans les actifs, les passifs et le résultat de ces entités est la suivante :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/07	31/12/06
Actifs non courants	43 284	45 727
Actifs courants	22 693	12 688
Total des actifs	65 977	58 415
Passifs non courants	34 563	32 490
Passifs courants	5 891	6 604
Total passifs	40 454	39 095
Actif net	25 524	19 321
Chiffre d'affaires	19 001	18 324
Résultat opérationnel	4 858	5 147
Résultat de l'exercice	3 760	6 168

8 Actifs financiers

Actifs financiers non courants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/07	31/12/06
Dépôts et gages espèces	36 507	35 408
Dépôts à terme	3 142	766
Titres non consolidés	198	4 403
Prêts à plus d'un an	108	2 060
Total	39 955	42 637

Ces dépôts de garantie et gages espèces sont liés aux contrats de crédits-bails qui servent à financer les centrales thermiques.

Ces dépôts et gages portent intérêts, la plupart étant capitalisables. Ils sont remboursables selon un échéancier fixe ou à la date de levée de l'option d'achat.

Le dépôt à terme donne lieu à des intérêts qui sont capitalisés.

Actifs financiers courants :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/07	31/12/06
Autres immobilisations financières		1 798
Avances reçues des crédit-bailleurs et avances preneurs		
Titres de placement	43 831	9 769
Dépôts et gages à moins d'un an		40 572
Total	43 831	52 139

La variation des dépôts et gages à moins d'un an est essentiellement liée à l'exercice par la Compagnie Thermique de Bois-Rouge de l'option d'achat sur la centrale CTBR-1 (62 MW). Ces dépôts, au profit du crédit-bailleur, ont été restitués au Groupe à la date de la levée d'option.

9 Stocks

Les stocks s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/07	31/12/06
Stocks en valeur brute		
Matières premières / Combustibles	11 380	7 558
Pièces de rechange non stratégiques	15 550	12 611
Autres stocks en cours		
Total stocks en valeur brute	26 930	20 169
Dépréciation des stocks		
Matières premières / Combustibles		
Pièces de rechange non stratégiques	577	577
Autres stocks en cours		
Total dépréciation des stocks	577	577
Stocks en valeur nette		
Matières premières / Combustibles	11 380	7 558
Pièces de rechange non stratégiques	14 973	12 034
Autres stocks en cours		
Total stocks en valeur nette	26 353	19 592

10 Autres actifs non courants et courants

• Autres actifs non courants

Les autres actifs non courants incluent une créance d'impôt exigible liée au report en arrière des déficits de la société Séchilienne-Sidec pour un montant de 3 462 milliers d'euros.

• Autres actifs courants

Les autres actifs d'exploitation courants s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	31/12/07	31/12/06
Créances fiscales et sociales	9 357	14 033
Charges constatées d'avance	4 325	4 504
Autres débiteurs	3 252	486
Total	16 934	19 023

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2006, les créances fiscales et sociales comprennent un crédit de TVA de 7 395 milliers d'euros consécutif à la vente, par CTG au GIE Vaynilla Bail, des installations de la nouvelle unité CTG-B.

11 Capital et actions potentielles

11.1 Capital social et plans d'options

Le capital social de la Société au 31 décembre 2007 est de 1 070 852,86 euros divisé en 27 814 360 actions de 0,0385 euros chacune entièrement souscrites, intégralement libérées, et toutes de même catégorie.

Séchilienne-Sidec a procédé le 3 juillet 2006 à la division par 20 de la valeur nominale de ses actions.

En vertu des autorisations données par les Assemblées Générales Extraordinaires du 18 décembre 2001 et du 27 mai 2005, le Conseil d'Administration a consenti les options de souscription suivantes (Conseils d'Administration des 2 septembre 2002, 11 décembre 2003 et 13 décembre 2005) :

Plan d'options de souscriptions d'actions	<i>En euros</i>	Plan 2002	Plan 2003	Plan 2005
Date du Conseil d'Administration/attribution		02/09/2002	11/12/2003	13/12/2005
Période d'exercice		Du 02/09/2006 au 01/09/2009	Du 11/12/2007 au 10/12/2010	Du 11/12/2009 au 10/12/2016
Nombre total d'options attribuées à l'origine		6 800	12 300	7 500
Prix d'exercice à l'origine		89	95	418
Nombre total d'options après ajustement ⁽¹⁾		136 000	246 000	150 000
Prix d'exercice après ajustement ⁽¹⁾		4,45	4,75	20,9
Options exercées		(136 000)	(246 000)	
Nombre d'options en circulation au 31/12/07		0	0	150 000

⁽¹⁾ Suite à la division par 20 de la valeur nominale des actions intervenue le 3 juillet 2006, le nombre d'options ainsi que leur prix d'exercice ont été ajustés.

L'évolution du nombre d'options en circulation est la suivante :

	2007		2006	
	Actions	Prix d'exercice moyen pondéré En euros	Actions	Prix d'exercice moyen pondéré En euros
Options en circulation en début d'exercice	396 000	10,87	26 600	184,53
Options octroyées				
Options exercées	(246 000)	4,75	(6 800)	89
Ajustement des options en circulation ⁽¹⁾			376 200	
Options en circulation en fin d'exercice	150 000	20,90	396 000	10,87
Options exerçables en fin d'exercice	-	-	-	-

⁽¹⁾ Suite à la division par vingt de la valeur nominale des actions intervenue le 3 juillet 2006, le nombre d'options ainsi que leur prix d'exercice a été ajusté.

En novembre 2006, la société Ecofin Limited a cédé sur le marché et hors marché des actions Séchilienne-Sidec. La société Pictet Asset Management Limited a procédé à l'acquisition d'actions Séchilienne-Sidec sur le marché représentant 11,22 % du capital et des droits de vote.

Au 31 décembre 2007, la participation de Financière Hélios s'élève à 43,10 %. En avril 2007, la société Pictet Asset Management Limited a franchi à la baisse le seuil de 10 % et détenait 9,27 % du capital et des droits de vote à cette date. En mai 2007, la société Ecofin Limited a franchi à la baisse le seuil de 5 % et détenait 4,97 % du capital et des droits de vote à cette date.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires du 15 mai 2008 de distribuer un dividende de 1,21 euro par action.

11.2 Nombre d'actions

Les variations du nombre d'actions composant le capital social s'analysent comme suit :

Au 31 décembre 2005	1 371 618
Actions émises suite aux levées d'options	136 000
Effet de la division par 20 du nominal	26 060 742
Actions annulées	-
Au 31 décembre 2006	27 568 360
Actions émises suite aux levées d'options	246 000
Neutralisation des actions détenues en propre	(27 100)
Au 31 décembre 2007	27 787 260

Calcul de l'effet dilutif

Le nombre moyen pondéré d'actions dilué est calculé selon la méthode du rachat d'actions. Les fonds qui seraient recueillis à l'occasion de l'exercice des droits rattachés aux instruments dilutifs sont supposés être affectés au rachat d'actions au prix du marché à la date de clôture de l'exercice. Le nombre d'actions ainsi obtenu vient en diminution du nombre total des actions résultant de l'exercice des droits.

Les effets dilutifs sont générés uniquement par l'émission d'options de souscription d'actions.

	31/12/07	31/12/06
Nombre moyen pondéré d'actions	27 554 739	27 454 716
Effet dilutif		
Options de souscription d'actions	297 408	361 303
Autres		
Nombre moyen pondéré d'actions dilué	27 852 147	27 816 019
Le résultat net part du Groupe par action avant et après effet dilutif s'établit ainsi :		
Résultat net sur nombre moyen pondéré d'actions En euros	2,30	1,74
Résultat net sur nombre moyen pondéré dilué d'actions En euros	2,28	1,72

12 Dettes financières

12.1 Analyse par nature (courant et non courant) :

31/12/07	Taux d'intérêt fixe ou variable		Valeur au coût amorti <i>En milliers d'euros</i>
Emprunts bancaires :			
Banque de la Réunion (2020)	variable	Euribor 6 mois + 0,8 %	11 400
BNP Paribas Réunion (2020)	variable	Euribor 6 mois + 0,8 %	10 000
Auxifip (2020)	variable	Euribor 6 mois + 0,8 %	10 000
Dexia (2008)	variable	Euribor 6 mois + 0,6 %	7 208
Dexia (2021)	variable	Euribor 6 mois + 1 %	734
Dexia (2021)	variable	Euribor 6 mois + 1 %	1 148
Auxifip (2027)	fixe	4,98 %	23 277
Auxifip (2027)	variable	Euribor 6 mois + 0,7 %	1 938
Financière Oceor	variable	Euribor 6 mois	1 873
Calyon tranche A (2013)	variable	Euribor 1 mois + 1 %	58 442
Calyon tranche B (2013)	variable	Euribor 1 mois + 1 %	13 570
Calyon tranche C (2013)	variable	Euribor 1 mois + 1 %	7 500
Autres			960
Sous total			148 050
Dettes de crédit-bail :			
CTBR 2, partie variable (2016)	variable	Euribor 6 mois + 1,15 %	62 136
CTG (2010)	fixe	4,24 %	67 809
CTG 2, partie variable	variable	Euribor 1 an + 0,8 %	69 175
Crédit Agricole (2018)	fixe	4,00 %	1 246
Banque de la Réunion (2018)	fixe	4,70 %	2 445
Banque de la Réunion (2009)	variable	Euribor 3 mois + 2 %	1 460
Crédit Agricole (2023)	fixe	5,17 %	2 242
Crédit Agricole (2023)	fixe	5,17 %	401
Crédit Agricole (2023)	fixe	5,17 %	792
Éoliennes Marne et Moselle (2021)	fixe	5,72 %	9 214
Éoliennes Marne et Moselle (2021)	fixe	4,94 %	6 463
CTM partie fixe (2016)	fixe	3,00 %	13 520
CTM partie variable (2016)	variable	Euribor 6 mois + 1,15 %	45 943
Autres			3 822
Sous total			286 668
Divers incluant les découverts bancaires			5 547
Total			440 265
Dont :			31/12/07
Dettes financières non courantes			398 478
Dettes financières courantes			41 787

31/12/06	Taux d'intérêt fixe ou variable		Valeur au coût amorti En milliers d'euros
Emprunts bancaires :			
Banque de la Réunion (2011)	fixe	3,80 %	0
Crédit Lyonnais (2007)	fixe	3,65 %	0
CIC, Crédit court terme (2005)	variable	Euribor 1 mois + 0,5 %	0
Société Générale, Crédit court terme	variable	EONIA + 1,625 %	3 116
Dexia (2021)	variable	T4M + 0,6 %	804
Crédit Agricole, Auxifip (2026)	variable	Euribor 6 mois + 0,7 %	16 483
Crédit Agricole (2006)	variable	Euribor 3 mois + 0,4 %	0
Calyon tranche A (2013)	variable	Euribor 1 mois + 1 %	64 129
Calyon tranche B (2013)	variable	Euribor 1 mois + 1 %	13 388
Calyon tranche C (2013)	variable	Euribor 1 mois + 1 %	7 400
Sous total			105 320
Dettes de crédit-bail :			
CTBR, partie fixe (2007)	fixe	4,00 %	16 532
CTBR, partie variable (2007)	variable	Euribor 6 mois + 1,1 %	17 114
CTBR 2, partie variable (2016)	variable	Euribor 6 mois + 1,15 %	65 282
CTG (2010)	fixe	4,24 %	70 413
CTG 2, partie variable	variable	Euribor 1 an + 0,8 %	75 754
SCE partie fixe (2016)	fixe	4,00 %	1 289
CTM partie fixe (2016)	fixe	3,00 %	13 252
CTM partie variable (2016)	variable	Euribor 6 mois + 1,15 %	49 284
Péage du Roussillon (2007)	fixe	9,54 %	4 815
Sous total			313 735
Avances des crédits-bailleurs sur financement de centrales en cours de construction (2006)	variable	T4M + 0,6 %	4 017
Total			423 072
Dont :			31/12/06
Dettes financières non courantes			362 511
Dettes financières courantes			60 561

Au 31 décembre 2007, le montant des crédits court terme non utilisés s'élève à 20 millions d'euros incluant un découvert autorisé de 5 millions d'euros.

12.2 Ventilation du total des remboursements des dettes financières par échéance

La ventilation par échéance du total des remboursements non actualisés des dettes financières est la suivante :

En milliers d'euros	À moins d'un an	Entre un et cinq ans	À plus de cinq ans	Total dettes financières
Dettes financières	30 347	70 844	98 163	199 354
Dettes de crédit-bail	33 053	148 777	193 157	374 987
Total au 31/12/2007	63 400	219 621	291 320	574 341

Pour les dettes à taux variable, le total des remboursements a été déterminé sur la base des taux d'intérêts au 31 décembre.

Le montant des paiements minimaux au titre des contrats de location financement correspond au total des remboursements des dettes de crédit-bail indiqué ci-dessus.

13 Avantages au personnel

Les avantages au personnel s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Avantages postérieurs à l'emploi	6 503	5 348
Autres avantages à long terme	910	862
Total	7 413	6 210

• Avantages postérieurs à l'emploi

La provision pour engagement de retraite (régime à prestations définies consenti au personnel) correspond au régime d'indemnité de départ en retraite (IDR) s'imposant aux entreprises françaises, au régime à prestations définies dont bénéficient des salariés de la maison mère, et au régime IEG (régime des Industries Électriques et Gazières) dont bénéficient les salariés de certaines filiales (pensions spécifiques et garantie de maintien d'avantages spécifiques après leur départ en retraite).

Les montants comptabilisés au passif au titre de ces régimes s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Valeur actualisée de la dette	6 753	6 096
Coût des services passés non reconnus	(250)	(748)
Montant net comptabilisé au bilan	6 503	5 348

Il n'existe pas d'actifs des régimes.

La charge nette comptabilisée au compte de résultat au titre des régimes d'avantages post-emploi à prestations définies, s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Coût des services rendus au cours de l'exercice	795	787
Coût financier	242	228
Amortissement du coût des services passés	249	249
Amortissement des écarts actuariels		272
Charge nette de l'exercice	1 286	1 536

La variation des montants nets comptabilisés au bilan s'explique de la manière suivante :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Montant net comptabilisé au bilan à l'ouverture de l'exercice	5 348	4 108
Variation de change		
Variation de périmètre		
Charge nette de l'exercice	1 286	1 536
Cotisations payées	(151)	(314)
Impact des changements de méthode et autres	20	18
Montant net comptabilisé au bilan à la clôture de l'exercice	6 503	5 348

• Autres avantages à long terme

Les montants comptabilisés au passif au titre de ces régimes s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Valeur actualisée de la dette	910	863
Coût des services passés		
Montant net comptabilisé au bilan	910	863

La charge nette comptabilisée au compte de résultat au titre des autres avantages à long terme s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Coût des services rendus au cours de l'exercice	9	64
Coût financier	38	38
Coût des services passés		
Amortissement des écarts actuariels		
Charge nette de l'exercice	47	102

La variation des montants nets comptabilisés au bilan s'explique de la manière suivante :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Montant net comptabilisé au bilan à l'ouverture de l'exercice	863	817
Charge nette de l'exercice	47	102
Cotisations payées		(56)
Impact des changements de méthode		
Montant net comptabilisé au bilan à la clôture de l'exercice	910	863

• Hypothèses actuarielles

Les principales hypothèses actuarielles utilisées sont les suivantes :

	31/12/07	31/12/06
Taux d'actualisation	4,5 %	4,5 %
Taux d'inflation	2,0 %	2,0 %
Table de mortalité	INSEE générationnelle	INSEE générationnelle

14 Provisions pour risques et charges

La variation des provisions pour risques et charges sur l'exercice 2007 comprend les éléments suivants :

<i>En milliers d'euros</i>	Provisions pour risques fiscaux	Provisions pour couverture de risques industriels et autres risques	Total provisions non courantes
Montant au 31/12/2005	930	3 136	4 066
Dotations			0
Reprises liées à l'utilisation		(717)	(717)
Reprises pour non utilisation	(930)		(930)
Montant au 31/12/2006	0	2 419	2 419
Dotations		162	162
Reprises liées à l'utilisation			0
Reprises pour non utilisation		(2 419)	(2 419)
Montant au 31/12/2007	0	162	162

15 Impôts différés

Les impôts différés actif et passif inscrits au bilan s'analysent comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Actif		Passif		Net	
	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Différence entre les valeurs comptables et les valeurs fiscales :						
Immobilisations			(26 189)	(27 020)	(26 189)	(27 020)
Provisions	1 786	1 645			1 786	1 645
Autres éléments	3 376	2 219	(585)	(410)	2 791	1 809
Location financement	1 276	2 362	(10 786)	(9 845)	(9 510)	(7 483)
Instruments dérivés	61	168	(1 091)	(417)	(1 030)	
Déficits fiscaux	375	994			375	994
Total	6 874	7 388	(38 651)	(37 692)	(31 777)	(30 304)
Effet de la compensation	(4 744)	(6 136)	4 744	6 136	0	0
Impôts différés nets	2 130	1 252	(33 907)	(31 556)	(31 777)	(30 304)

La variation des impôts différés s'analyse comme suit :

<i>En milliers d'euros</i>	Immobilisations	Instruments dérivés	Provisions	Autres éléments	Locations financement	Déficits fiscaux	Total
Impôts différés net au 31/12/05	(27 484)	0	2 060	1 755	(746)	3 717	(20 698)
Résultat	464	(41)	223	231	(5 952)	(2 723)	(7 798)
Effet des regroupements d'entreprises					(869)		(869)
Autres mouvements		731	(638)	(177)	84		0
Capitaux propres		(939)					(939)
Impôts différés net au 31/12/06	(27 020)	(249)	1 645	1 809	(7 483)	994	(30 304)
Résultat	831	45	141	982	(2 027)	(619)	(647)
Effet des regroupements d'entreprises							0
Autres mouvements							0
Capitaux propres		(826)					(826)
Impôts différés au 31/12/07	(26 189)	(1 030)	1 786	2 791	(9 510)	375	(31 777)

16 Instruments financiers dérivés

• Instruments financiers dérivés

Certains prêts et contrats de crédit-bail conclus par les filiales comportent des clauses de variation d'intérêts. Les contrats conclus avec EDF permettent en général de répercuter tout ou partie de cette variabilité. En l'absence d'un tel transfert de risque, le Groupe a conclu des swaps de taux prêteurs à taux variable et emprunteurs à taux fixe. La situation de chaque contrat de crédit-bail pour les filiales en cause, au regard du risque de taux, ainsi que leur incidence sur le bilan selon la norme IAS 39, est décrite dans le tableau ci-dessous. Les swaps conclus par Séchilienne-Sidec, par la filiale CTG, par la filiale CCG ainsi que celui conclu par la filiale CTBR dans le cadre de la couverture de la valeur résiduelle du crédit-bail, ont été comptabilisés en tant que couverture de flux de trésorerie, les autres instruments dérivés ont été comptabilisés

en tant qu'instruments de trading, leurs variations de justes valeurs se neutralisant pour partie au compte de résultat.

L'analyse des contrats de vente d'électricité conclus avec le CEB respectivement par la Compagnie Thermique de Bellevue, la Compagnie Thermique de Savannah et la Compagnie Thermique du Sud a mis en évidence la présence de dérivés de change incorporés qui ont été comptabilisés à leur juste valeur dans les comptes de ces filiales mises en équivalence.

Le montant comptabilisé en résultat au titre de la part inefficace des instruments de couverture n'est pas significatif.

En milliers d'euros	Notionnel En millions d'euros	Justes valeurs au bilan				Imputation des variations en 2007	
		31/12/06		31/12/07		Résultat	Compte transitoire dans les capitaux propres
		Actif	Passif	Actif	Passif		
Couverture d'un crédit-bail à taux variable :							
Vente d'un cap	57		(829)		(1 064)	(235)	
Achat d'un floor	57	121		93		(28)	
Achat d'un cap	60		(207)		(3)	204	
Vente de floor	60		(95)		(79)	16	
Dérivés incorporés :							
Swap de taux	46	5 076		3 279		(1 797)	
Swap miroir	46		(4 580)		(2 935)	1 645	
Couverture d'un crédit-bail à taux variable par cinq swaps de taux (prêteur à taux variable / emprunteur à taux fixe)	163	1 734	(307)	4642			3 215
Totaux (avant effet d'impôt)		6 931	(6 018)	8 014	(4 081)	(195)	3 215

En milliers d'euros	Notionnel En millions d'euros	Justes valeurs au bilan				Imputation des variations en 2006	
		31/12/05		31/12/06		Résultat	Compte transitoire dans les capitaux propres
		Actif	Passif	Actif	Passif		
Couverture d'un crédit-bail à taux variable :							
Vente d'un cap	64		(990)		(829)	161	
Achat d'un floor	64	420		121		(299)	
Achat d'un cap	67	(194)			(207)	(13)	
Vente de floor	67		(532)		(95)	437	
Dérivés incorporés :							
Swap de taux	82	9 269		5 076		(4 193)	
Swap miroir	82		(8 667)		(4 580)	4 087	
Couverture des prêts et crédit-bails à taux variable par huit swaps de taux (prêteur à taux variable / emprunteur à taux fixe)	172		(2 492)	1 734	(307)		3 919
Totaux (avant effet d'impôt)		9 495	(12 681)	6 931	(6 018)	180	3 919

17 Autres passifs d'exploitation courants

Les autres passifs courants s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Produits constatés d'avance	7 161	6 266
Autres créiteurs	3 524	4 735
Total	10 685	11 001

19 Informations sectorielles

L'information sectorielle est présentée sur la base de l'organisation interne du Groupe qui reflète les différents niveaux de risques et de rentabilité auxquels il est exposé.

La segmentation des informations par secteur d'activité est privilégiée, les risques et rentabilités dépendant majoritairement des différentes natures d'activités plutôt que de leur implantation géographique.

Les données sectorielles s'entendent avant retraitements de consolidation inter-secteurs et ajustements inter-secteurs.

Les transactions entre secteurs sont réalisées au prix de marché.

19.1 Informations par secteur d'activité

La ventilation retenue par le Groupe Séchilienne-Sidec pour les secteurs d'activité est la suivante :

- **Thermique** : cette activité regroupe les centrales thermiques qui fournissent une production d'énergie électrique à des sociétés nationales selon des contrats long terme.
- **Eolien** : cette activité regroupe les parcs d'éoliennes qui fournissent une production d'électricité à EDF selon des contrats d'une durée de 15 ans.
- **Photovoltaïque** : cette activité regroupe les différents parcs de panneaux solaires. Il s'agit d'un nouveau secteur d'activité en 2007 vs 2006.
- **Holding et autres** : le secteur Holding regroupe les activités fonctionnelles et financières de Séchilienne-Sidec ainsi que l'activité opérationnelle historique de Séchilienne-Sidec en France métropolitaine. Au 31 décembre 2006, ce secteur inclut également l'activité photovoltaïque non significative à cette date.

Au 31 décembre 2007 En milliers d'euros	Thermique	Éolien	Photovoltaïque	Holding et autres	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires	211 363	1 449	713	16 323		229 848
Inter-secteurs				5 983	(5 983)	
Produits des activités ordinaires	211 363	1 449	713	22 306	(5 983)	229 848
Résultat opérationnel	69 111	15 300*	3 586	7 351		95 348
Résultat des entreprises associées	3 282	480	0	0		3 762
Charges et produits financiers						(18 546)
Charge d'impôt						(9 407)
Résultat net de l'exercice						71 157
BILAN						
Écarts d'acquisition	0	0	0	0		0
Immobilisations incorporelles	115 428	0	809	102		116 339
Immobilisations corporelles	438 698	32 814	44 375	13		515 900
Participation dans les entreprises associées	25 526	(2)	0	0		25 524
Actifs courants	73 574	3 898	8 786	31 567		117 825
Autres actifs non courants (dont impôts différés)	31 297	3 260	226	10 765		45 548
Total Actif	684 524	39 969	54 196	42 447	0	821 136
Capitaux propres	171 353	83	5 308	97 359		274 102
Dettes financières non courantes	296 343	16 671	12 452	73 012		398 478
Autres passifs non courant (dont impôts différés)	38 851	0	319	2 312		41 482
Passifs courants	65 905	18 400	4 846	17 922		107 073
Éliminations inter-secteurs	112 072	4 815	31 271	(148 158)		0
Total Passif	684 524	39 969	54 196	42 447	0	821 136
AUTRES INFORMATIONS						
Investissements corporels et incorporels	11 179	20 914	42 825	74		74 992
Dotations aux amortissements	(13 576)	(524)	(252)	(75)		(14 427)

* Dont 14 194 milliers d'euros de plus values sur cession des Éoliennes de La Haute-Lys.

18 Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires consolidés s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	2007	2006
Ventes d'électricité et de vapeur	220 418	173 456
Prestations de services	9 235	7 249
Chiffre d'affaires	229 653	180 705
Revenus des locations	195	436
Produits des activités ordinaires	229 848	181 141

La hausse des prestations de services en 2007 est liée au changement de mode de consolidation de CICM.

Au 31 décembre 2006 <i>En milliers d'euros</i>	Thermique	Éolien	Holding et autres	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires	164 223		16 918		181 141
Inter-secteurs			4 806	(4 806)	
Produits des activités ordinaires	164 223	0	21 724	(4 806)	181 141
Résultat opérationnel	61 322	(20)	5 155		66 457
Résultat des entreprises associées	5 114	1 054			6 168
Charges et produits financiers					(10 924)
Charge d'impôt					(7 529)
Résultat net de l'exercice					54 172
BILAN					
Écarts d'acquisition	0				0
Immobilisations incorporelles	119 687	0	3 961		123 648
Immobilisations corporelles	440 747	11 035	4 015		455 797
Participation dans les entreprises associées	17 853	1 468			19 321
Actifs courants	111 041	1 492	12 003		124 536
Autres actifs non courants (dont impôts différés)	36 737	2 698	7 916		47 351
Total Actif	726 065	16 693	27 895	0	770 653
Capitaux propres	147 854	1 338	78 098		227 290
Dettes financières non courantes	277 834	4 824	79 853		362 511
Autres passifs non courant (dont impôts différés)	37 812	0	2 373		40 185
Passifs courants	114 921	2 100	23 646		140 667
Éliminations inter-secteurs	122 243	6 480	(128 723)		0
Total Passif	700 664	14 742	55 247	0	770 653
AUTRES INFORMATIONS					
Investissements corporels et incorporels	74 692	11 035	25		85 752
Dotations aux amortissements	(13 374)		(83)		(13 457)

- Les autres actifs sectoriels comprennent les stocks, les clients et comptes rattachés, les autres débiteurs.
- Les passifs sectoriels comprennent les passifs spécifiques rattachés aux sites d'exploitation, les provisions pour avantages du personnel, les autres provisions pour risques et charges (hormis les provisions pour risques afférents aux filiales non consolidées et les provisions pour risques fiscaux), les fournisseurs et comptes rattachés ainsi que les autres créiteurs.

19.2 Informations par zone géographique

La ventilation retenue par le Groupe Séchilienne-Sidec pour les zones géographiques est la suivante :

- DOM : Guadeloupe, Martinique, Réunion
- France métropolitaine
- Hors France : principalement l'île Maurice.

Au 31 décembre 2006 <i>En milliers d'euros</i>	DOM	France Métropolitaine	Hors France	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires	212 882	22 949	0	(5 983)	229 848
Résultat des entreprises associées		480	3 282	0	3 762
Écarts d'acquisition, immobilisations incorporelles et corporelles	599 310	32 929	0	0	632 239

Au 31 décembre 2007 <i>En milliers d'euros</i>	DOM	France Métropolitaine	Hors France	Éliminations	Total
Produits des activités ordinaires	169 029	16 918	0	(4 806)	181 141
Résultat des entreprises associées	156	1 053	4 959	0	6 168
Écarts d'acquisition, immobilisations incorporelles et corporelles	560 434	19 011	0	0	579 445

20 Autres produits et charges d'exploitation

Les autres charges d'exploitation comprennent toutes les dépenses autres que les achats, les frais de logistique, les charges de personnel.

21 Charges de personnel

Le détail des charges de personnel est le suivant :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Salaires et traitements	11 978	10 657
Charges sociales	4 341	3 704
Participation et intéressement	293	347
Options de souscription accordées aux administrateurs et aux salariés	182	180
Total	16 794	14 888

22 Autres produits et charges opérationnels

Les autres produits et charges opérationnels s'analysent de la manière suivante :

En milliers d'euros	2007	2006
Produits de cession des quotas CO ₂		1 551
Plus values sur cession d'immobilisations	132	
Plus values de cession des Éoliennes de La Haute-Lys	14 194	
Autres produits	6 476	12 703
Autres produits opérationnels	20 802	14 254
Dépréciation des immobilisations incorporelles	(3 063)	
Dépréciation des immobilisations corporelles	(589)	
Moins values de cession d'actifs	(60)	(226)
Autres charges opérationnelles	(3 712)	(226)
Total des autres produits et charges opérationnels	17 090	14 028

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2007, les autres produits opérationnels incluent :

- la plus value de cession de la société Éoliennes de La Haute-Lys et de ses filiales,
- la partie rétrocédée aux sociétés SCE et Plexus de l'avantage fiscal dont les membres des SNC portant les installations ont bénéficié au titre de l'article 217 Undecies du CGI, dans le cadre du financement des installations photovoltaïques. Corrélativement, cette opération a entraîné la dépréciation des immobilisations incorporelles correspondant aux contrats des sociétés SCE et Plexus.

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2006, les autres produits représentent la partie rétrocédée à la CTG par le GIE Vaynilla Bail de l'avantage fiscal dont les membres de ce GIE ont bénéficié au titre de l'article 217 Undecies du CGI, dans le cadre du financement de l'unité CTG-B.

Le GIE a consenti à la CTG une promesse de vente des équipements qu'il a financés, à laquelle répond une promesse d'achat de la GTG, exerçables à l'issue d'une période de cinq ans et trois mois

à compter de la date à laquelle le GIE a acquis la propriété de ces équipements et les a loués à la CTG.

Du fait de sa nature, cette rétrocession est traitée comme définitivement acquise.

23 Coût de l'endettement financier

Les différentes composantes constituant le coût de l'endettement financier sont les suivantes :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Frais financiers sur dettes financières	(7 109)	(4 055)
Frais financiers sur crédits-bails	(14 268)	(10 935)
Coût de l'endettement financier	(21 377)	(14 990)

24 Autres produits et charges financiers

Les différentes composantes constituant les produits et charges financiers sont les suivantes :

En milliers d'euros	2007	2006
Intérêts reçus	2 102	2 954
Produit Cession VMP	592	538
Dividendes reçus		
Variation de juste valeur des instruments financiers		286
Autres produits financiers et divers	538	649
Autres produits financiers	3 232	4 427
Variation de juste valeur des instruments financiers	(195)	(107)
Autres charges financières	(206)	(254)
Autres charges financières et divers	(401)	(361)
Autres produits et charges financières	2 831	4 066

25 Impôt

La charge d'impôt sur les résultats s'analyse de la manière suivante :

En milliers d'euros	2007	2006
Charge d'impôt courant	8 759	(3 195)
Report en arrière des déficits		3 462
Impôts différés	648	(7 277)
Total impôt sur les sociétés	9 407	(7 529)

En 2006, le report en arrière des déficits avait entraîné une reprise des impôts différés actifs portant sur ces déficits pour un montant équivalent au produit d'impôt courant généré par cette opération.

Le taux d'impôt effectif se détermine comme suit :

En milliers d'euros	2007	2006
Résultat opérationnel	95 348	66 457
Coût de l'endettement financier net	(21 377)	(14 990)
Autres produits et charges financiers	2 831	4 066
Résultat avant impôt et part dans les sociétés mises en équivalence (A)	76 802	55 533
Charge d'impôt (B)	(9 407)	(7 529)
Taux d'impôt effectif (B) / (A)	12,25 %	13,56 %

La différence entre la charge d'impôt effective et la charge d'impôt théorique s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	2007			2006		
	base	Taux	Impôt	base	Taux	Impôt
Charge d'impôt	76 802	12,25 %	9 407	55 533	13,56 %	7 529
Fiscalisation à taux réduit / exonérations fiscales dans les DOM	-	16,53 %	9 177	-	11,77 %	6 537
Variation des taux d'impôts différés						
Quote Part de frais et charges	-	(0,53 %)	(295)	-	(0,68 %)	(380)
Défiscalisation des investissements dans les DOM	-	4,87 %	2 705	-	8,14 %	4 523
Autres	-	8,29 %	4 604	-	0,54 %	298
Charge d'impôt théorique	76 802	33,33 %	25 598	55 533	33,33 %	18 507

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2007, la ligne « autres » inclut notamment les plus values de cession d'actifs non imposées pour un montant de 4 549 milliers d'euros.

26 Instruments financiers

Les justes valeurs des instruments financiers sont les suivantes :

En milliers d'euros	Valeur comptable		Juste valeur	
	2007	2006	2007	2006
Actifs financiers				
Actifs financiers non courants	39 955	42 637	39 955	42 637
Autres actifs financiers courants	43 831	52 139	43 831	52 139
Autres actifs non courants	3 462	3 462	3 462	3 462
Créances clients	18 856	26 490	18 856	26 490
Autres actifs courants	16 933	19 023	16 933	19 023
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 840	361	3 840	361
Instruments financiers dérivés	8 013	6 931	8 013	6 931
Actifs financiers disponibles à la vente	-	-	-	-
Total actifs financiers	134 890	151 043	134 890	151 043
Passifs financiers				
Dettes financières	440 265	423 072	442 009	420 709
Dettes fournisseurs	35 383	49 815	35 383	49 815
Autres passifs financiers courants	25 823	24 273	25 823	24 273
Instruments financiers dérivés	4 081	6 018	4 081	6 018
Total passifs financiers	505 552	503 178	507 296	500 815

La juste valeur d'un contrat est le prix qui serait convenu entre des parties libres de contracter et opérant aux conditions du marché. À la date de la transaction, elle correspond généralement au prix de transaction.

La détermination de la juste valeur doit ensuite être fondée sur des données de marché observables qui fournissent l'indication la plus fiable de la juste valeur d'un instrument financier.

Pour les swaps, la juste valeur des dérivés est déterminée sur la base des flux contractuels actualisés.

La juste valeur des emprunts est déterminée en actualisant les flux contractuels aux taux d'intérêts du marché.

La juste valeur des dettes fournisseurs, des créances clients, correspond à la valeur comptable indiquée au bilan, l'effet de l'actualisation des flux futurs de trésorerie n'étant pas significatif.

L'analyse des instruments financiers par catégorie s'établit comme suit :

31/12/2007 <i>En milliers d'euros</i>	Valeur comptable	Juste valeur par résultat	Juste valeur par capitaux propres	Actif disponible à la vente	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Actifs financiers						
Actifs financiers non courants	39 955				39 955	
Autres actifs financiers courants	43 831	43 831				
Autres actifs non courants	3 462				3 462	
Créances clients	18 856				18 856	
Autres actifs courants	16 933				16 933	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	3 840	3 840				
Instruments financiers dérivés	8 013	3 372	4 641			
Actifs financiers disponibles à la vente						
Total actifs financiers	134 890	51 043	4 641	0	79 206	0
Passifs financiers						
Dettes financières non courantes	398 478					398 478
Dettes financières courantes	41 787					41 787
Dettes fournisseurs	35 383					35 383
Autres passifs financiers courants	25 823					25 823
Instruments financiers dérivés	4 081	4 081				
Total passifs financiers	505 552	4 081	0	0	0	501 471

31/12/2006 <i>En milliers d'euros</i>	Valeur comptable	Juste valeur par résultat	Juste valeur par capitaux propres	Actif disponible à la vente	Prêts et créances	Dettes au coût amorti
Actifs financiers						
Actifs financiers non courants	42 637				42 637	
Autres actifs financiers courants	52 139	9 769			42 370	
Autres actifs non courants	3 462				3 462	
Créances clients	26 490				26 490	
Autres actifs courants	19 023				19 023	
Trésorerie et équivalents de trésorerie	361	361				
Instruments financiers dérivés	6 931	5 197	1 734			
Actifs financiers disponibles à la vente						
Total actifs financiers	151 043	15 327	1 734	0	133 982	0
Passifs financiers						
Dettes financières non courantes	362 511					362 511
Dettes financières courantes	60 561					60 561
Dettes fournisseurs	49 815					49 815
Autres passifs financiers courants	24 273					24 273
Instruments financiers dérivés	6 018	5 711	307			
Total passifs financiers	503 178	5 711	307	0	0	497 160

27.1 Gestion des risques

• Risques de taux

- Les lignes de financement mises en place dans le cadre du refinancement intervenu le 17 février 2006 étaient au 31 décembre 2007 utilisées à hauteur de 79,5 millions d'euros et ont fait l'objet de swaps (échange de taux variables contre taux fixes) à hauteur de 66,5 millions d'euros. La partie de sa dette exposant la Société Séchilienne-Sidec à un risque de taux est donc faible.

- Pour les filiales, dans le cas où les financements par emprunt ou par crédit-bail ne sont pas à taux fixe, la variation des taux d'intérêt sur le financement est répercutée aux clients quand les dispositions des contrats le permettent. Lorsque selon ces dispositions, la variation des taux n'est pas répercutable, la société porteuse du contrat de financement a mis en place des opérations de couverture adaptée : souscription d'un « tunnel » (achat cap et vente floor) s'agissant de l'unité CTBR-2 ; réalisation d'un swap de taux variable contre un taux fixe s'agissant de l'unité CTG-B ; réalisation d'un swap de taux variable contre un taux fixe s'agissant du financement de la turbine à combustion de la CCG au Galion.

L'endettement du Groupe s'analyse comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Emprunts et dettes financières		
Taux fixes	132 191	110 202
Taux variables	308 071	312 870
Sous-total emprunts et dettes financières	440 262	423 072
Trésorerie et équivalents de trésorerie		
Banque	3 838	361
Placement des avances des crédits-bailleurs	0	0
Titres de placement	43 831	9 769
Sous-total trésorerie et équivalents de trésorerie	47 669	10 130
Comptes courants des entités consolidées par mise en équivalence	0	512
Endettement financier net	392 593	413 454

L'endettement financier net ressort à 392 593 milliers d'euros au 31 décembre 2007 contre à 413 454 milliers d'euros au 31 décembre 2006. Hors financement de projets sans recours et préfinancement des nouvelles unités, la dette nette s'établit à 38 342 milliers d'euros au 31 décembre 2007 contre 74 514 milliers d'euros au 31 décembre 2006.

• Sensibilité des actifs et passifs financiers aux variations de taux d'intérêts

L'impact financier d'une hausse de 1 % des taux d'intérêts serait de 2 771 milliers d'euros. Cette augmentation des charges est répercutée au client (dispositif prévu dans les contrats de vente d'électricité) à hauteur de 1 019 milliers d'euros. Par ailleurs cette augmentation est couverte à hauteur de 1 632 milliers d'euros par les swaps de taux variables contre taux fixe mis en place par la société. L'impact total réel serait donc de 120 milliers d'euros.

• Risques de change

Les opérations du Groupe sont réalisées principalement en euros à l'exception :

- des achats de charbon des filiales libellés en dollars US, les prix de vente aux clients tenant compte en particulier de l'évolution de change,
- de l'activité des sociétés dans lesquelles Séchilienne-Sidec détient des participations minoritaires à l'Île Maurice. Les comptes de ces sociétés sont établis en roupies mauriciennes. Le risque de change résulte principalement :
 - de l'impact de la variation de change sur la valeur globale de la mise en équivalence (comptabilisée directement en capitaux propres).
 - de la revalorisation des dettes financières, celles-ci étant dans certains cas libellées en euros.
 - de l'indexation partielle des contrats de vente d'électricité sur l'euro.

La Société n'utilise pas d'autres instruments financiers de couverture de change.

Au 31 décembre 2007, les risques de change s'analysent comme suit :

En milliers d'euros	Valeur en euros des actifs en Roupies mauriciennes	
	31/12/07	31/12/06
Actifs	26 155	16 250
Passifs	(618)	0
Position nette avant gestion	25 537	16 250
Position hors-bilan	0	0
Position nette après gestion	25 537	16 250

• Risques de contrepartie

Compte tenu de la qualité des signataires des contrats, notamment dans les filiales, le risque de contrepartie lié aux comptes clients est non significatif. Le Groupe n'a par ailleurs pas de dépendance spécifique à l'égard de ses fournisseurs.

• Risques de liquidité

La position de liquidité se décompose comme suit :

En milliers d'euros	31/12/07	31/12/06
Autres actifs financiers courants	43 831	52 139
Trésorerie et équivalent de trésorerie	3 840	361
Lignes de crédit non utilisées	20 000	20 000
Position de liquidité	67 671	72 500

• Risques juridiques, industriels et environnementaux

Les risques juridiques généraux encourus du fait de l'activité, les risques industriels et environnementaux ainsi que les risques liés à la localisation des actifs sont présentés dans la partie Facteurs de risque du rapport de gestion joint aux présents états financiers.

27.2 Gestion du capital

L'objectif principal du Groupe est d'assurer le maintien d'une bonne notation du risque de crédit propre et des ratios sur capital sains, de manière à faciliter son activité et maximiser la valeur pour les actionnaires.

Le Groupe gère son capital en utilisant un ratio, égal à la dette nette hors financement de projets sans recours et préfinancement de nouvelles unités divisé par le montant des capitaux propres consolidés.

La politique du Groupe est de maintenir ce ratio inférieur à 1.

Les capitaux propres incluent la part du Groupe dans le capital, ainsi que les gains et pertes latents enregistrés directement en capitaux propres.

28 Engagements hors-bilan au 31/12/2007

Les engagements hors bilan du Groupe sont constitués principalement de garanties consenties dans le cadre des accords financiers pour les projets et des engagements liés aux commandes d'immobilisations et contrats de location et de service à long terme.

Le tableau ci-dessous présente les principaux engagements hors bilan conclus par le Groupe aux 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2007 :

En millions d'euros	Au 31 décembre	
	2007	2006
Cautionnements et autres garanties	114,9	227,3
Autres engagements	287,7	38,7
Actifs donnés en garantie du remboursement des dettes	11,4	11,4
Engagements	414,0	277,4

Pour l'exercice clos au 31 décembre 2007, les engagements du Groupe s'élèvent à 414 millions d'euros, tels que décrit plus en détail ci-dessous :

• **Cautionnements et autres garanties** comprennent les garanties d'achèvement et de paiement, les garanties de valeur résiduelle accordées aux prêteurs dans le cadre des accords de financement de projets, et les obligations d'achat de participations. Le total de ces engagements se monte à 114,9 millions d'euros. Ils comprennent principalement :

- Les garanties d'achèvement et de paiement. Les garanties d'achèvement et de paiement sont accordées dans la phase de construction par la Société au bénéfice des prêteurs, et prévoient un recours complet à l'encontre de la Société pendant cette période. Aux termes d'une garantie d'achèvement, la Société est tenue d'achever le projet, faute de quoi des intérêts et pénalités peuvent s'appliquer. Ces garanties représentent un total de 20,9 millions d'euros pour les Éoliennes de Marne et Moselle.

- Garanties de valeur résiduelle. Outre les dépôts de garantie en numéraire, la Société accorde souvent une garantie aux prêteurs aux termes des contrats de crédit-bail, garantissant qu'elle rachètera toute valeur résiduelle à l'échéance du financement, dans le cas où la société de projet concernée ne leverait pas l'option de rachat (voir « Dette de projet » ci-dessus). Ce type de garantie représente un total de 28,1 millions d'euros, lié principalement aux garanties concernant la valeur résiduelle de CTG.

- Obligations d'achats de participations. Dans certains cas, le Groupe investit dans les sociétés de projet par le biais d'une structure fiscale permettant au Groupe de bénéficier du traitement fiscal visé à l'Article 217 undecies du Code Général des impôts. Dans ces opérations, le Groupe est engagé à racheter les parts de la structure fiscale à l'expiration de la période de cinq ans. Au 31 décembre 2007, ces obligations représentent un total de 65,9 millions d'euros et concernaient les obligations de CTG envers les actionnaires du GIE Vaynilla Bail.

• Autres engagements. Ces engagements comprennent :

- Les garanties au profit des fournisseurs. Ces garanties constituent généralement des contre-garanties de paiement accordées par la Société aux fournisseurs d'équipement à titre de garantie de paiement dans le cadre de contrats d'approvisionnement conclus par les filiales. Au 31 décembre 2007, le total de ces garanties s'élève à 37,8 millions d'euros, représentant les contre-garanties accordées dans le cadre des contrats liés aux parcs des Éoliennes de Marne et Moselle, de Clamanges et de Villeseneux et des contrats concernant Caraïbes Énergie.

- Les engagements d'achat de matériel, il s'agit du contrat d'achat conclu par le Groupe avec la société First Solar aux termes duquel il a l'obligation d'acquérir des modules photovoltaïques jusqu'en 2012. Les obligations d'achat au titre de ce contrat s'élèvent à 208,3 millions d'euros au 31 décembre 2007.

- Les engagements divers, tels que les obligations d'apport de capital dans des sociétés de projet, les options de vente relatives aux parts des sociétés de projet au bénéfice des partenaires des projets, les mécanismes d'ajustement de prix pour l'acquisition de parts (par exemple, en rapport avec l'acquisition d'actions de SCE et Plexus-Sol), les obligations de couvrir les coûts de construction en cas de dépassements de budget, les engagements de continuer à détenir des participations et de fournir une assistance aux sociétés de projet. Au 31 décembre 2007, ces engagements s'élèvent à un total de 10,6 millions d'euros.

- Les contrats de location, il s'agit principalement de baux ou de promesses de baux sous conditions suspensives conclues par le Groupe dans le cadre de son activité de développement de projets photovoltaïques ou éoliens.

Les engagements de location du Groupe dans ce cadre s'élèvent à 31,0 millions d'euros au 31 décembre 2007. Ils lui confèrent en contrepartie la possibilité de construire des centrales de production d'électricité bénéficiant de contrats de longue durée.

• **Les actifs donnés en garantie du remboursement des dettes** comprennent les nantissements d'autres actifs accordés aux prêteurs dans le cadre des financements de projet. Au 31 décembre 2007, ceci concerne un nantissement sur des actifs de la centrale CCG pour un montant de 11,4 millions d'euros.

En outre, dans le cadre de l'exécution de la dette de financement de projet, le Groupe accorde généralement aux prêteurs des nantissements sur ses contrats d'achat d'énergie avec EDF.

De plus, dans le cadre de certaines opérations de financement de projet, le Groupe nantit également les parts de ses filiales au profit des prêteurs.

29 Parties liées

Les états financiers consolidés comprennent les états financiers de Séchilienne-Sidec S.A. et les filiales mentionnées dans la note 4.

Séchilienne-Sidec est l'ultime société mère du Groupe.

Les transactions réalisées avec les parties liées correspondent aux transactions réalisées avec les entreprises associées.

Le tableau suivant fournit le montant de ces transactions au titre des exercices clos au 31 décembre 2006 et au 31 décembre 2007 :

Ventes/achats aux parties liées	Année	Ventes aux parties liées	Achats auprès de parties liées	Créances sur les parties liées	Dettes envers les parties liées
<i>En milliers d'euros</i>					

	2007	1 507		1 020	
	2006	1 055		1 060	

Emprunts auprès des/prêts aux parties liées	Année	Intérêts reçus	Intérêts payés	Montant dû par les parties liées	Montant dû aux parties liées
<i>En milliers d'euros</i>					

	2007	-	-	-	-
	2006	100	19	1 952	686

Termes et conditions des transactions avec les parties liées

Les ventes et les achats avec les parties liées sont réalisés aux prix de marché. Les soldes en cours à la fin de l'exercice ne sont pas garantis, ne sont pas porteurs d'intérêts et les règlements se font en trésorerie. Il n'y a pas eu de garanties fournies ou reçues pour les créances et les dettes sur les parties liées.

Pour les exercices clos en 2006 et 2007, le Groupe n'a constitué aucune provision pour créances douteuses relative aux montants dus par les parties liées.

Au cours de l'exercice clos au 31 décembre 2007, il a été versé un montant de 70 milliers d'euros au titre d'une convention passée avec l'un des administrateurs du Groupe contre 20 milliers d'euros pour l'exercice 2006.

Rémunération des dirigeants clés du Groupe

Les rémunérations des mandataires sociaux au titre de l'exercice 2007 ont été les suivantes :

En milliers d'euros	2007	2006
Traitements et salaires	594	615
Régimes de retraite	360	305
Indemnités de départ		
Jetons de présence	12	10
Total	966	930

Il a également été alloué aux dirigeants du Groupe 3 500 options de souscriptions d'actions au titre de l'exercice 2002, 6 000 options de souscription d'actions au titre de l'exercice 2003 et 2 000 options de souscriptions d'actions au titre de l'exercice 2005.

La division par vingt du nominal de l'action Séchilienne-Sidec décidée par l'Assemblée Générale du 17 mai 2006 a transformé ces chiffres en respectivement 70 000 options (prix de souscription unitaire de 4,45 euros), 120 000 options (prix de souscription unitaire de 4,75 euros), et 40 000 options (prix de souscription unitaire de 20,9 euros).

Il n'a pas été accordé de prêt aux dirigeants.

Les rémunérations et avantages accordés individuellement aux dirigeants sont détaillés dans le rapport de gestion joint aux présents états financiers.

30 Quotas d'émission de gaz

Les centrales bio-énergie du Groupe Séchilienne-Sidec implantées dans les DOM figurent parmi les exploitations auxquelles sont affectés des quotas d'émission de gaz carbonique (CO₂) pour la période 2005-2007.

L'arrêté du 25 février 2005 modifié du ministre de l'Écologie et du Développement Durable a ainsi fixé les quotas, figurant dans le tableau ci-après, pour la Compagnie Thermique de Bois-Rouge (CTBR), la Compagnie Thermique du Gol (CTG), la Compagnie Thermique du Moule (CTM) et la Compagnie de Cogénération du Galion (CCG) :

En tonnes	2007	2006
Soldes d'ouverture des quotas	(72 086)	60 493
Quotas attribués gratuitement	2 126 475	1 638 182
CO ₂ émis ⁽¹⁾	2 062 105	1 709 554
Quotas de CO ₂ cédés à un cours de 22,5 €		
Quotas de CO ₂ cédés à un cours de 26,35 €		4 000
Quotas de CO ₂ cédés à un cours de 25,85 €		57 207
Soldes des quotas	(7 716)	(72 086)

⁽¹⁾ L'émission de CO₂ 2007 intègre un ajustement de l'émission 2006 pour 3 377 tonnes.

31 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement postérieur à la clôture n'est à signaler.

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 Séchilienne-Sidec 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'arrêté 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 :

- La note 2.7 de l'annexe expose les méthodes comptables relatives aux contrats de location. Dans le cadre de notre appréciation des principes et méthodes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes retenues et les modalités de qualification et de traitement des contrats de location.
- Les notes 2.16 et 2.21 de l'annexe exposent les méthodes comptables relatives à la comptabilisation de l'impôt sur les sociétés et à certaines opérations bénéficiant de régimes fiscaux particuliers. Dans le cadre de notre appréciation des principes comptables suivis par votre société, nous avons vérifié le caractère approprié des méthodes comptables utilisées et nous nous sommes assurés de leur correcte application.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes 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 données dans le rapport sur la gestion du Groupe. Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES**Mazars & Guérard**

Frédéric Allilaire
Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit

Emmanuelle Mossé





III COMPTES SOCIAUX AU 31 DÉCEMBRE 2007

TABLE DES MATIÈRES

A • Bilan	109
B • Compte de résultat	110
C • Annexe au bilan et au compte de résultat	111
1 Faits caractéristiques	111
2 Principes, règles et méthodes comptables	111
3 Notes sur le bilan et le compte de résultat	112
4 Autres informations	115
5 Filiales et participations au 31 décembre 2007	117

A • BILAN

BILAN ACTIF <i>En milliers d'euros</i>	MONTANT BRUT au 31/12/2007	AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS	MONTANT NET au 31/12/2007	MONTANT NET au 31/12/2006
Actif immobilisé				
Complexes industriels spécialisés	1 383	1 383	0	0
Autres immobilisations	509	390	119	99
Immobilisations corporelles	1 892	1 773	119	99
Titres de participation	168 103	0	168 103	158 948
Autres immobilisations financières	6 978		6 978	38 242
Immobilisations financières	175 081	0	175 081	197 189
TOTAL IMMOBILISATIONS	176 973	1 773	175 200	197 289
Actif circulant				
Stocks et en-cours	0	0	0	0
Créances clients et comptes rattachés	15 511		15 511	5 473
Autres créances	17 872		17 872	10 897
Valeurs mobilières de placement	27 170		27 170	7 419
Banques	299		299	88
Valeurs réalisables à court terme ou disponibles	60 852	0	60 852	23 878
Charges constatées d'avance	82		82	86
TOTAL ACTIF CIRCULANT	60 934	0	60 934	23 964
TOTAL ACTIF	237 907	1 773	236 134	221 252

BILAN PASSIF <i>En milliers d'euros</i>	NET au 31/12/2007	NET au 31/12/2006
Capitaux propres		
Capital	1 071	1 061
Prime d'émission	1 759	600
Prime de fusion	35	35
Réserve spéciale réévaluation	3	3
Réserve légale	106	106
Réserve pour reconversion des actions amorties	1	1
Réserve générale	930	930
Autres réserves	15 905	15 905
Report à nouveau	29 760	9 470
Résultat de l'exercice (Bénéfice)	48 057	50 616
TOTAL CAPITAUX PROPRES	97 627	78 727
Provisions		
Provisions pour risques et charges	2 312	2 713
TOTAL PROVISIONS	2 312	2 713
Dettes		
Emprunts et dettes assimilées	83 147	89 164
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	3 505	3 894
Dettes fiscales et sociales	4 745	2 492
Dettes sur immobilisations et comptes rattachés	1 053	1 050
Autres dettes	43 744	43 212
Produits constatés d'avance	0	0
TOTAL DETTES	136 195	139 812
TOTAL PASSIF	236 134	221 252

B • COMPTE DE RÉSULTAT

En milliers d'euros	au 31/12/2007	au 31/12/2006
Produits d'exploitation		
Ventes de vapeur	10 324	13 763
Ventes prestations	13 593	10 184
Ventes de marchandises	26 826	0
MONTANT NET DU CHIFFRE D'AFFAIRES	50 742	23 946
Reprises sur provisions	0	0
Autres produits	0	0
TOTAL DES PRODUITS D'EXPLOITATION	50 742	23 946
Charges d'exploitation		
Achats de matières premières	4 993	6 537
Variation de stocks matières premières	0	0
Achats de marchandises	25 639	0
Autres approvisionnements	30	25
Frais d'exploitation chaudière	114	152
Redevances crédit-bail	3 668	4 753
Assurances	151	189
Honoraires	1 257	979
Autres charges externes	1 842	1 574
Frais services bancaires et assimilés	431	1 720
Impôts et taxes	928	923
Salaires et charges sociales	5 466	4 896
Dotations aux amortissements	75	83
Dotations aux provisions	514	442
TOTAL CHARGES D'EXPLOITATION	45 108	22 273
RÉSULTAT D'EXPLOITATION	5 634	1 674
Produits financiers		
Autres intérêts et produits assimilés	2 569	2 902
Produits de participations	27 388	44 281
Produits de cession de valeurs mobilières	515	513
TOTAL DES PRODUITS FINANCIERS	30 473	47 696
Charges Financières		
Intérêts sur emprunts à long et moyen terme	4 255	3 458
Intérêts sur emprunts à court terme	1 992	1 657
Autres charges financières	90	45
TOTAL DES CHARGES FINANCIÈRES	6 338	5 160
RÉSULTAT FINANCIER	24 135	42 536
RÉSULTAT COURANT AVANT IMPÔTS	29 769	44 210
Produits Exceptionnels		
Produits cessions immobilisations financières	16 531	0
Divers	0	0
Reprises sur provisions	915	634
TOTAL DES PRODUITS EXCEPTIONNELS	17 446	634
Charges Exceptionnelles		
Valeur comptable des immobilisations corporelles cédées	1 418	
Valeur comptable des immobilisations financières cédées	16	610
Dotations aux amortissements charges exceptionnelles	0	0
Dotations aux provisions pour charges	0	0
Diverses	219	0
TOTAL CHARGES EXCEPTIONNELLES	1 653	610
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	15 793	24
Participation des salariés aux résultats	272	334
BÉNÉFICE AVANT IMPÔTS	45 290	43 900
IMPÔTS SUR LES SOCIÉTÉS	(2 766)	(6 716)
TOTAL PRODUITS	98 661	72 277
TOTAL CHARGES	50 604	21 661
BÉNÉFICE NET	48 057	50 616

1 Faits caractéristiques de l'exercice

- Conclusion en juillet 2007, avec le fabricant de panneaux photovoltaïques à couches minces First Solar, d'un contrat garantissant la fourniture de panneaux, totalisant 150 MW sur la période 2007-2012.
- Arrivée à terme au 30 septembre 2007 du dernier des contrats « historiques » de Sidec relatif à l'installation Rhodia Péage de Roussillon.
- Souscription à l'augmentation de capital de Quantum Énergie Antilles en décembre 2007.
- Cession en décembre à une filiale de Gaz de France de la participation de 40 % que détenait Séchilienne-Sidec dans la société des Éoliennes de La Haute-Lys, exploitante d'un parc de 25 éoliennes pour une puissance totale de 37,5 MW.

2 Principes, règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de la société Séchilienne-Sidec S.A. sont établis conformément aux dispositions légales et réglementaires françaises, et notamment celles du Plan Comptable Général et du Code de Commerce.

1 Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût d'acquisition. Celles-ci correspondent aux agencements installations, au matériel de transport, au mobilier et matériel de bureau et aux matériels et logiciels informatiques.

Les amortissements correspondant sont calculés selon le mode linéaire en fonction de la durée de vie estimée du bien.

- Logiciels : 2 ans
- Matériels informatiques : 3 ans
- Autres immobilisations corporelles : 5 ans

2 Immobilisations financières

Les immobilisations financières sont enregistrées pour leur valeur d'acquisition à la date d'entrée. Concernant les titres de participation, ceux-ci sont évalués au coût d'acquisition et ramenés à leur valeur d'utilité, lorsque cette dernière est inférieure au coût d'acquisition. La valeur d'utilité est appréciée principalement par rapport à la quote-part des capitaux propres des sociétés concernées, corrigée le cas échéant des plus values latentes et de leur capacité bénéficiaire immédiate ou à terme.

3 Créances

Les créances sont valorisées à leur valeur nominale. Une dépréciation est pratiquée lorsque la valeur d'inventaire est inférieure à la valeur comptable.

4 Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont valorisées selon la méthode du coût moyen pondéré.

5 Instruments financiers

La Société couvre le risque de taux (emprunts à taux variable) par des contrats d'échange.

Les charges d'intérêts sur emprunts et le net de l'opération du swap sont enregistrés en charges financières.

6 Provisions pour risques et charges

Des provisions sont comptabilisées lorsque le Groupe :

- a une obligation actuelle résultant d'un événement passé,
- qu'il est probable qu'une sortie de ressources représentative d'avantages économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation,
- que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

7 Engagements en matière de pensions et retraites

Les charges correspondant aux engagements de la Société en matière d'indemnités de départ à la retraite ont été provisionnées.

Par ailleurs, deux régimes de retraite sur-complémentaire ont été mis en place en 2004 : un régime à cotisations définies pour un effectif de 38 personnes au 31/12/2007, complété d'un régime à prestations définies pour les personnes ayant une ancienneté antérieure au 1^{er} janvier 1983.

Les charges relatives aux régimes à cotisations définies sont comptabilisées immédiatement en charges.

Les charges relatives aux régimes des indemnités de départ en retraite et aux régimes à prestations définies sont provisionnées en utilisant la méthode des unités de crédit projetées, et en appliquant un prorata à l'ancienneté.

Les calculs actuariels prennent principalement en compte des hypothèses d'augmentation de salaires, de taux de rotation du personnel, de date de départ à la retraite, et d'évolution prévisible de la rémunération, et de l'espérance de vie, d'inflation, ainsi qu'un taux d'actualisation approprié.

8 Intégration fiscale

Séchilienne-Sidec et sa filiale CTBR ont conclu le 31 mars 2005 pour une période expirant le 31 décembre 2010 une convention d'intégration fiscale qui prévoit que « l'application des règles de cette convention n'entraînera pour chaque société intégrée, aucune charge d'impôt supérieure à celle qu'elle aurait supportée en l'absence d'intégration ». En absence de renouvellement de la convention ou en cas de sortie de la filiale du Groupe intégré avant l'échéance de la convention et quelle que soit la cause de la sortie, la société intégrée sortante sera indemnisée par la tête de Groupe de tous les surcoûts fiscaux dont son appartenance au Groupe aura été la cause.

En conséquence et conformément à l'avis 2005-G du 12 octobre 2005 du Conseil National de la Comptabilité, une provision doit être constituée dès que la restitution de l'économie en trésorerie (paiement direct ou inscription en compte courant) est probable. Par ailleurs, les économies liées au déficit de la maison mère sont immédiatement comptabilisées en résultat.

3 Notes sur le bilan et le compte de résultat

1 Immobilisations corporelles

NATURE <i>En milliers d'euros</i>	Valeurs brutes au 31/12/06	Entrées 2007	Sorties 2007	Valeurs brutes au 31/12/07
Complexes industriels spécialisés	4 292	1 418	4 327	1 383
Autres immobilisations	506	95	91	509
TOTAL	4 798	1 512	4 418	1 892

NATURE <i>En milliers d'euros</i>	Amortissements au 31/12/2006	Augmentations	Diminutions	Amortissements au 31/12/2007
Complexes industriels spécialisés	4 292	-	2 909	1 383
Autres immobilisations	410	72	91	391
TOTAL	4 702	72	3 000	1 774

2 Immobilisations financières

NATURE <i>En milliers d'euros</i>	Valeurs brutes au 31/12/2006	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2007
Participations	158 947	9 188	32	168 104
Autres immobilisations financières	38 242	2 329	33 594	6 977
TOTAL	197 189	11 517	33 626	175 081

L'augmentation des titres de participation résulte principalement de :

- l'augmentation de capital de la société Quantum Énergie Antilles pour un montant de 8 116 milliers d'euros.
- la souscription au capital de la société Compagnie Thermique de Savannah pour notre quote-part de 25 %, soit un montant de 982 milliers d'euros.

Inversement la Société a cédé sa participation de 40 % dans la société Éoliennes de La Haute-Lys et 20 % des sociétés Quantum Énergie Antilles et Quantum Énergie Habitat.

La diminution des immobilisations financières résulte des remboursements de dépôts de garantie, dépôts à terme et prêts consécutifs à la levée d'option de crédit-bail par Séchilienne-Sidec (concernant le contrat Péage de Roussillon) ou sa filiale Compagnie Thermique de Bois-Rouge (refinancement de la levée d'option de crédit-bail).

Par ailleurs, le compte courant avec Éoliennes de La Haute-Lys a été totalement remboursé du fait de la cession de cette société.

3 Échéance des créances

<i>En milliers d'euros</i>	Montant Brut	À moins d'un an	À plus d'un an
ACTIF IMMOBILISÉ			
Prêts	71	8	63
Autres immobilisations financières	6 907	447	6 460
ACTIF CIRCULANT			
Créances clients et comptes rattachés	15 511	15 511	
Autres créances	701	701	
Etat TVA - IS	3 929	3 929	
Comptes courants filiales	12 949	12 949	
Produits à recevoir	293	293	
TOTAL	40 360	33 837	6 523

4 Détail des produits à recevoir

- Factures à établir : 398 milliers d'euros
- TVA sur factures non parvenues : 56 milliers d'euros
- Produits à recevoir provisionnés : 293 milliers d'euros

5 Capitaux propres

<i>En milliers d'euros</i>	au 31/12/2006	Augmentations	Diminutions	au 31/12/2007
Capital	1 061	9		1 071
Prime d'émission	600	1 159		1 759
Prime de fusion	35			35
Réserve spéciale réévaluation	3			3
Réserve légale	106			106
Réserve pour reconversion des actions amorties	1			1
Réserve générale	930			930
Autres réserves	15 905			15 905
Report à nouveau	9 470	20 290		29 760
Résultat de l'exercice	50 616	48 057	50 616	48 057
TOTAL	78 727	69 516	50 616	97 627

Au 31 décembre 2007, le capital est composé de 27 814 360 actions d'une valeur nominale de 0,0385 euro entièrement libérées (après exercice de la totalité des options de souscription arrivées à maturité sur l'exercice, soit 246 000) et détenu à hauteur de 43,10 % par Financière Hélios et 56,9 % par divers actionnaires sur le marché.

Affectation du résultat 2006

Conformément aux décisions de l'Assemblée Générale Ordinaire du 10 mai 2007, le résultat de l'exercice 2006 a été affecté de la façon suivante :

- Dotation à la réserve légale : 524 euros
- Dividendes distribués : 30 325 196 euros
- Report à nouveau : 20 290 005 euros

6 Provisions pour risques et charges

<i>En milliers d'euros</i>	Solde au 31/12/2006	Dotation de l'exercice	Reprise de l'exercice avec utilisation	Réintégration de l'exercice provision devenue sans objet	Solde au 31/12/07
Indemnités de départ à la retraite	624	75			699
Régime retraite à prestations définies	1 174	438			1 613
Couverture des risques industriels	915			915	0
TOTAL	2 713	514		915	2 312

Indemnités de départ en retraite

Le montant des indemnités de départ à la retraite est évalué au 31/12/2007 à 699 milliers d'euros. Ces charges d'I.D.R. ont été évaluées pour un effectif de 44 personnes, sur la base de la convention collective appliquée au personnel de la Société.

Les principales hypothèses retenues sont les suivantes :

- Table de mortalité (table INSEE),
- Rotation du personnel : âgé de moins de 46 ans 2,5 %, et aucune rotation pour les salariés de plus de 46 ans,
- Augmentation des salaires de 3 % par an,
- Taux d'actualisation de 5 %.

Régime à prestations définies

Au titre de la mise en place sur 2004 d'un régime de retraite à prestations définies, pour les salariés cadres ayant une ancienneté antérieure à 1983. À ce titre, une charge de 438 milliers d'euros a été provisionnée sur l'exercice. L'évaluation actuarielle de l'engagement au 31 décembre 2007 s'élève à 2 258 milliers d'euros.

7 Emprunts et dettes auprès des établissements de crédit

Le Groupe a, en 2006, procédé au refinancement de la totalité de ses emprunts dans le cadre d'une opération globale visant à ré-échelonner la dette existante, augmenter les ressources financières structurelles, et sécuriser le financement des futurs investissements.

Pour ce faire, un accord de financement d'une durée de 7 ans portant sur un montant global de 135 millions d'euros a été conclu le 17 février 2006 avec Calyon en qualité d'arrangeur, d'agent et de prêteur, accord dont les modalités principales sont les suivantes :

• Décomposition en 4 tranches :

- **Tranche A** de 65 millions d'Euros : prêt amortissable destiné au refinancement de la dette existante.
- **Trois tranches B, C et D** d'un montant cumulé de 70 millions d'euros : prêts destinés au financement de nouveaux investissements et à la couverture du besoin en fonds de roulement.

• Taux

Euribor plus 100 points de base.

• Sûretés

Nantissement des titres détenus par Séchilienne-Sidec dans CTBR, CTG et CTM.

Respect de ratios minimum usuels :

• le « net interest cover ratio »

Ce ratio est défini comme le rapport entre l'EBITDA (résultat opérationnel augmenté des amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles) consolidé et le « net cash interest » (charges financières non capitalisables diminuées des produits financiers non capitalisés).

Sa valeur au 31 décembre 2007 devait ne pas être inférieure à 3,20 ; ce qui a été le cas.

Au 30 juin et au 31 décembre 2008, ce ratio ne devra pas être inférieur respectivement à 3,2 et 3,2.

• le « leverage ratio » :

Ce ratio est défini comme le rapport entre la « dette nette totale » (endettement total diminué de la Trésorerie nette et des dépôts) et l'EBITDA consolidé. Sa valeur au 31 décembre 2007 devait être inférieure à 5,95 ; ce qui a été le cas.

Au 30 juin et au 31 décembre 2008, ce ratio devra être inférieur respectivement à 5,90 et 5,75.

Au 31/12/2007, les tirages sont les suivants :

- **Tranche A** : 58 500 milliers d'euros
- **Tranche B** : 13 570 milliers d'euros
- **Tranche C** : 7 500 milliers d'euros

Séchilienne-Sidec a mis en place courant 2006 des contrats d'échange de taux (prêteur à taux variable/emprunteur à taux fixe) afin de couvrir partiellement les emprunts Calyon à hauteur de 66 500 milliers d'euros.

8 Echéance des dettes

<i>En milliers d'euros</i>	Montant Brut	À moins d'un an	De 1 an à 5 ans	À plus de 5 ans
Emprunts et Dettes auprès des établissements de crédit	83 147	10 077	38 642	34 428
Fournisseurs d'exploitation et comptes rattachés	3 489	3 489		
Dettes fiscales et sociales	4 745	4 745		
Fournisseurs d'immobilisations et comptes rattachés	1 053	1 053		
Autres dettes	43 760 ⁽¹⁾	43 760		
TOTAL	136 195	63 125	38 642	34 428

⁽¹⁾ Dont 42 272 milliers d'euros représentant les dettes vis-à-vis des filiales dans le cadre de la centralisation de trésorerie.

9 Charges à payer

- Factures non parvenues : 339 milliers d'euros
- Personnel charges à payer : 1 646 milliers d'euros
- Organismes sociaux charges à payer : 792 milliers d'euros
- TVA sur factures à établir : 90 milliers d'euros
- Etat charges à payer : 2 218 milliers d'euros
- Charges à payer provisionnées : 767 milliers d'euros

10 Résultat exceptionnel

Le résultat exceptionnel au 31/12/2007 comprend en produits la plus value de cession des Éoliennes de La Haute-Lys à une filiale de Gaz de France pour 16,3 millions d'euros et une reprise de provision de 0,9 millions d'euros et en charges la valeur nette comptable de l'installation Rhodia Roussillon cédée en fin de contrat.

4 Autres informations

1 Intégration fiscale

Une convention fiscale a été signée le 31 mars 2005. Le périmètre d'intégration fiscale comprend la société Séchilienne-Sidec et sa filiale CTBR.

Au 31/12/2007, cette convention s'est traduite dans la Société, tête de Groupe d'intégration fiscale, par un produit d'impôt d'un montant de 2 775 milliers d'euros, correspondant à l'économie d'impôt liée à l'intégration fiscale et un impôt à régler de 1 328 milliers d'euros.

2 Accroissements et allègements de la dette future d'impôts

La situation fiscale latente s'analyse comme suit au 31 décembre 2007 :

Nature des différences temporaires <i>En milliers d'euros</i>	Montant en base	Accroissements et allègements de l'impôt futur
Accroissements		
Total accroissements de la dette future d'impôts	0	0
Allègements		
Provisions non déductibles l'année de la comptabilisation :		
Provision IDR et régime sur-complémentaire	2 312	771
Participation des salariés	276	92
Autres	117	39
Total allègements de la dette future d'impôts	2 705	902
Déficits reportables	0	0

3 Opérations avec les sociétés liées

Séchilienne-Sidec a réalisé les opérations suivantes avec les entreprises liées :

<i>En milliers d'euros</i>	Filiales Séchilienne-Sidec
AU BILAN	
Prêts et intérêts courus	0
Clients et comptes rattachés	15 481
Comptes courants filiales débiteurs	12 950
Produits à recevoir	294
Comptes courants filiales créditeurs	42 958
Intérêts à payer	621
AU COMPTE DE RÉSULTAT	
Produits d'exploitation	
Prestations fournies	11 645
Refacturation personnel détaché	1 842
Charges financières	
Intérêts des comptes courants filiales	1 989
Produits financiers	
Intérêts sur prêt et avances	1 235
Commissions de garantie	175
Produits des participations	27 382

Au cours de l'exercice clos au 31 décembre 2007, il a été versé un montant de 70 milliers d'euros au titre d'une convention passée avec l'un des Administrateurs du Groupe.

4 Effectifs

Séchilienne-Sidec a un effectif au 31/12/2007 de 46 personnes ; il s'élevait à 34 personnes au 31/12/2006.

5 Rémunération des organes d'administration

Les rémunérations allouées par la société en 2007 aux mandataires sociaux s'élèvent à 594 milliers d'euros. Une charge au titre du régime sur-complémentaire de retraite concernant un mandataire social a été comptabilisée en 2007 pour un montant de 360 milliers d'euros.

Par ailleurs la Société a versé en 2007 (au titre de l'année 2006) à deux membres du Comité d'Audit et des Comptes un total de 9 500 euros de jetons de présence.

6 Engagements hors bilan

Les engagements hors bilan sont constitués principalement de garanties consenties dans le cadre des accords financiers pour les projets et des engagements liés aux commandes d'immobilisations et contrats de location et de service à long terme.

Le tableau ci-dessous présente les principaux engagements hors bilan conclus aux 31 décembre 2006 et 2007 :

<i>En millions d'euros</i>	2006	2007
Cautionnements et autres garanties	227,3	114,9
Autres engagements	39,0	265,4
Actifs donnés en garantie du remboursement des dettes	11,4	11,4
TOTAL	277,7	391,7

Au 31 décembre 2007, les engagements se montaient au total à 391,7 millions d'euros, tel que décrit plus en détail ci-dessous :

- **Cautionnements et autres garanties** comprend les garanties d'achèvement et de paiement, les garanties de valeur résiduelle accordées aux prêteurs dans le cadre des accords de financement de projets, et les obligations d'achat de participations. Le total de ces engagements se montait à 114,9 millions d'euros au 31 décembre 2007. Ils comprennent principalement :

- **Les garanties d'achèvement et de paiement.** Les garanties d'achèvement et de paiement sont accordées dans la phase de construction par la Société au bénéfice des prêteurs, et prévoient un recours complet à l'encontre de la Société pendant cette période. Aux termes d'une garantie d'achèvement, la Société est tenue d'achever le projet, faute de quoi des intérêts de pénalité peuvent s'appliquer.

Au 31 décembre 2007, ces garanties représentaient un total de 20,9 millions d'euros, et elles étaient liées principalement aux contrats de crédit-bail pour les Éoliennes de Marne et Moselle.

- **Garanties de valeur résiduelle.** Outre les dépôts de garantie en numéraire, la Société accorde souvent une garantie aux prêteurs aux termes des contrats de crédit-bail, garantissant qu'elle rachètera toute valeur résiduelle à l'échéance du financement, dans le cas où la société de projet concernée ne lèverait pas l'option de rachat.

Au 31 décembre 2007, ce type de garantie représentait un total de 28,1 millions d'euros, lié principalement aux garanties concernant la valeur résiduelle de CTG.

- **Obligations d'achats de participations.** Dans certains cas, le Groupe investit dans les sociétés de projet par le biais d'une structure fiscale permettant au Groupe de bénéficier du traitement fiscal visé à l'Article 217 undecies du Code Général des impôts, le Groupe exécute les obligations d'achat des actions restantes de l'entité à l'expiration de la période de détention de cinq ans.

Au 31 décembre 2007, de telles obligations représentaient un total de 65,9 millions d'euros et concernaient les obligations de CTG envers les actionnaires du GIE Vaynilla Bail.

• **Autres engagements.** Ces engagements comprennent :

- **Les garanties au profit des fournisseurs.** Ces garanties constituent généralement des contre-garanties de paiement accordées par la Société aux fournisseurs d'équipement à titre de garantie de paiement dans le cadre de contrats d'approvisionnement conclus par les filiales.

Au 31 décembre 2007, le total de ces garanties se montait à 37,8 millions d'euros, représentant les contre-garanties accordées dans le cadre des contrats liés au parc d'éoliennes des Éoliennes Marne et Moselle, de Clamanges et de Villese-neux et des contrats concernant Caraïbes Énergie.

- **Les engagements d'achat de matériel,** il s'agit du contrat d'achat conclu avec la société First Solar au terme duquel existe l'obligation d'acquérir des modules photovoltaïques jusqu'en 2012.

Les obligations d'achat au titre de ce contrat s'élèvent à 208,3 millions d'euros au 31 décembre 2007.

- **Les contrats de location,** il s'agit principalement de baux ou de promesses de baux sous conditions suspensives conclues par Séchilienne-Sidec dans le cadre de son activité de développement de projets photovoltaïques ou éoliens.

Les engagements de location de Séchilienne-Sidec dans ce cadre s'élèvent à 8,7 millions d'euros au 31 Décembre 2007. Ils lui confèrent en contrepartie la possibilité de construire des centrales de production d'électricité bénéficiant de contrats de longue durée.

- **Les engagements divers,** tels que les obligations d'apport de capital dans des sociétés de projet, les options de vente relatives aux parts des sociétés de projet au bénéfice des partenaires des projets, les mécanismes d'ajustement de prix pour l'acquisition de parts (par exemple, en rapport avec l'acquisition d'actions de SCE et Plexus-Sol), les obligations de couvrir les coûts de construction en cas de dépassements de budget, les engagements de continuer à détenir des participations et de fournir une assistance aux sociétés de projet. Au 31 décembre 2007, ces engagements se montaient à un total de 10,6 millions d'euros.

• **Les actifs donnés en garantie du remboursement des dettes** comprennent les nantissements d'autres actifs accordés aux prêteurs dans le cadre des financements de projet.

Au 31 décembre 2007, ceci concernait un nantissement sur des actifs de la centrale CCG pour un montant de 11,4 millions d'euros.

De plus, dans le cadre de certaines opérations de financement de projet, la Société nantit également les parts de ses filiales au profit des prêteurs. Ainsi, dans le cadre de l'accord de prêt en quatre tranches conclu en 2006 avec Calyon, Séchilienne-Sidec a nanti les actions de certaines de ses filiales (CTBR, CTM et CTG) au profit des prêteurs. Par ailleurs dans le cadre du financement des Éoliennes de Clamanges et de Villese-neux, Séchilienne-Sidec s'est engagée à signer un acte de nantissement.

7 Information en matière de crédit-bail

Le crédit-bail portant sur l'installation Rhodia Energy à Roussillon a cessé le 30/09/2007.

8 Instruments financiers dérivés

Couverture des emprunts à taux variable pour un notionnel de 66 500 milliers d'euros, par 3 swaps de taux (prêteur à taux variable/emprunteur à taux fixe) dont la juste valeur au 31 décembre 2007 est de 1 130 milliers d'euros.

Notionnel <i>En milliers d'euros</i>	Juste valeur <i>En milliers d'euros</i>
58 500	951
4 000	70
4 000	110

9 Consolidation

Les comptes de Séchilienne-Sidec sont consolidés selon la méthode de l'intégration globale par la société Financière Hélios.

10 Évènements postérieurs à la clôture

Aucun événement postérieur à la clôture n'est à signaler.

C.T.G.

(Compagnie Thermique du Gol)
Le Gol
97450 SAINT-LOUIS (RÉUNION)

C.T.B.R.

(Compagnie Thermique de Bois-Rouge)
2, chemin de Bois-Rouge
97440 SAINT-ANDRÉ (RÉUNION)

E.M.S.

(Exploitation, Maintenance, Services)
2, chemin de Bois-Rouge
97440 SAINT-ANDRÉ (RÉUNION)

S.T.P.

(Sud Thermique Production)
2, chemin de Bois-Rouge
97440 SAINT-ANDRÉ (RÉUNION)

C.T.M.

(Compagnie Thermique du Moule)
97160 LE MOULE (GUADELOUPE)

C.I.C.M.

(Compagnie Industrielle des Cendres et Mâchefers)
97419 LA POSSESSION (RÉUNION)

C.T.P.

(Caraïbes Thermique Production)
97160 LE MOULE (GUADELOUPE)

ISERGIE

38042 GRENOBLE

R.C.M. INDUSTRIES

(Recyclage Cendres Mâchefers Industries)
97160 LE MOULE (GUADELOUPE)

C.T.B.V.

(Compagnie Thermique de Bellevue)
18, rue Edith Cavell
PORT LOUIS (ÎLE MAURICE)

C.T.B.V. MANAGEMENT

18, rue Edith Cavell
PORT LOUIS (ÎLE MAURICE)

ÉOLIENNES DES QUATRE VENTS

30, rue de Miromesnil
75008 PARIS

C.T.D.S.

(Compagnie Thermique du Sud)
PORT LOUIS (ÎLE MAURICE)

COMPAGNIE DE COGÉNÉRATION DU GALION

Usine du Galion
97220 TRINITÉ

COMPAGNIE THERMIQUE DE SAVANNAH

Anglo Mauricius building
Adolphe de Plevitz street
PORT LOUIS (ÎLE MAURICE)

CENTRALE ÉOLIENNE DE LIRAC

30, rue de Miromesnil
75008 PARIS

ÉOLIENNES DE CLAMANGES ET DE VILLESENEUX

30, rue de Miromesnil
75008 PARIS

CENTRALE ÉOLIENNE DE LA CARNOYE

30, rue de Miromesnil
75008 PARIS

ÉOLIENNES DE LA PORTE DE FRANCE

30, rue de Miromesnil
75008 PARIS

ÉNERGIE BEAUFONDS

8, allée de Beaufonds
97 SAINT-BENOIT (RÉUNION)

CARAÏBES ÉNERGIE

97160 LE MOULE (GUADELOUPE)

SOCIÉTÉ DE CONVERSION D'ÉNERGIE (S.C.E.)

31, rue Eudoxie Nonge
97490 SAINTE-CLOTILDE

PLEXUS-SOL

31, rue Eudoxie Nonge
97490 SAINTE-CLOTILDE

ELECTROINVEST CARAÏBES

30, rue de Miromesnil
75008 PARIS

QUANTUM ÉNERGIE ANTILLES

7, rue des Amarreuses, ZA La Fabrique
97224 DUCOS

QUANTUM ÉNERGIE HABITAT

7, rue des Amarreuses, ZA La Fabrique
97224 DUCOS

POWER ALLIANCE SCE

36, cour de l'usine de Bois-Rouge
97440 SAINT-ANDRÉ

ELECT SECURITÉ

7, rue des Amarreuses, ZA La Fabrique
97224 DUCOS

SOCIÉTÉS	CAPITAL SOCIAL	AUTRES CAPITAUX PROPRES	NOMBRE D'ACTIONNAIRES DÉTENUES	% DÉTENU
C.T.G.	13 354 533,55	59 986 635,97	566 045	64,62 %
C.T.B.R.	18 826 301,72	27 601 849,39	1 235 000	100,00 %
E.M.S.	2 743 298,03	(1 325 410,55)	1	
S.T.P.	3 200 449,02	(1 450 514,84)	1	
C.T.M.	22 379 515,73	17 877 522,36	1 468 000	100,00 %
C.I.C.M.	887 400,00	689 346,00	2 958	51 %
C.T.P.	1 676 449,02	(607 403,24)	1	
ISERGIE	3 811 226,00	2 716 202,94	10 000	4,00 %
R.C.M. INDUSTRIES	686 020,58	279 105,74	44 994	99,99 %
C.T.B.V.	520 523 500,00 MUR	621 551 196,00 MUR	14 054 134	27,00 %
C.T.B.V. MANAGEMENT	100 000,00 MUR	650 523,00 MUR	6 200	62,00 %
ÉOLIENNES DES QUATRE VENTS	40 000,00	(75 681,86)	4 000	99,99 %
C.T.D.S.	255 000 000,00 MUR	198 775 952,00 MUR	637 500	25,00 %
COMPAGNIE DE COGÉNÉRATION DU GALION	17 040 000,00	3 035 706,24	13 632 000	80,00 %
COMPAGNIE THERMIQUE DE SAVANNAH	761 000 000,00 MUR	164 545 783,00 MUR	1 902 500	25,00 %
CENTRALE ÉOLIENNE DE LIRAC	20 000,00	(1 578,99)	2 000	100,00 %
ÉOLIENNES DE CLAMANGES ET DE VILLESENEUX	40 000,00	(480,50)	4 000	100,00 %
CENTRALE ÉOLIENNE DE LA CARNOYE	40 000,00	(1 459,22)	4 000	100,00 %
ÉOLIENNES DE LA PORTE DE FRANCE	40 000,00	(2 757,89)	4 000	100,00 %
ÉNERGIE BEAUFONDS	37 000,00	NC	1 195	64,60 %
CARAÏBES ÉNERGIE	40 000,00	(909,43)	4 000	100,00 %
SOCIÉTÉ DE CONVERSION D'ÉNERGIE	50 000,00	4 705 321,10	4 751	95,02 %
PLEXUS-SOL	37 000,00	605 565,42	3 516	95,02 %
ÉLECTROINVEST CARAÏBES	40 000,00	(922,63)	4 000	100,00 %
QUANTUM ÉNERGIE ANTILLES	10 185 000,00	789 416,79	814 800	80,00 %
QUANTUM ÉNERGIE HABITAT	40 000,00	(2 227,96)	3 200	80,00 %
POWER ALLIANCE SCE	120 000,00	NC	500	50,00 %
ELECT SECURITÉ	100 000,00	NC	300	30,00 %

VALEUR COMPTABLE DES TITRES		AVANCES D'ACTIONNAIRES ET PRETS	DIVIDENDES ENCAISSÉS EN 2007	CHIFFRE D'AFFAIRES H.T. EN 2007	RÉSULTAT NET DU DERNIER EXERCICE CLOS
BRUTE	NETTE				
28 054 763,06	28 054 763,06		4 245 337,50	81 676 953,87	17 679 550,58
63 365 926,68	63 365 926,68	0,00	11 238 500,00	74 885 313,09	11 618 398,78
15,24	15,24			4 053 400,00	(59 634,90)
7,62	7,62			3 725 273,88	(137 485,75)
35 774 603,66	35 774 603,66		10 422 800,00	45 306 485,85	7 351 211,64
468 628,28	468 628,28		41 412,00	7 550 271,00	305 218,00
15,24	15,24			3 541 533,47	71 849,39
198 183,72	198 183,72		6 000,00	12 873 874,00	422 560,17
685 929,11	685 929,11		99 000,00	1 961 784,78	164 787,91
5 392 972,36	5 392 972,36		1 038 835,87	1 109 208 891,00 MUR	253 309 766,00 MUR
2 399,82	2 399,82			39 295 932,00 MUR	75 308,00 MUR
40 000,00	40 000,00			0,00	(45 256,52)
1 885 803,23	1 885 803,23		296 559,91	701 530 467,00 MUR	82 835 375,00 MUR
13 632 000,00	13 632 000,00			9 406 016,24	732 133,93
4 868 017,73	4 868 017,73			764 631 394,00 MUR	178 239 292,00 MUR
20 000,00	20 000,00			0,00	(47,80)
40 000,00	40 000,00			0,00	1 011,44
40 000,00	40 000,00			0,00	0,06
40 000,00	40 000,00			0,00	(1 344,01)
18 803,49	18 803,49			0,00	NC
40 000,00	40 000,00			0,00	(909,43)
4 814 000,00	4 814 000,00			17 854 646,68	3 523 019,54
411 000,00	411 000,00			3 627 253,16	98 431,12
40 000,00	40 000,00			0,00	(922,63)
8 148 000,00	8 148 000,00			0,00	(30 127,88)
32 000,00	32 000,00			0,00	(2 227,96)
60 000,00	60 000,00			0,00	NC
30 000,00	30 000,00			NC	NC
168 103 069,24	168 103 069,24	0,00	27 388 445,28		

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2007, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société Séchilienne-Sidec S.A., tels qu'ils sont joints au présent rapport,
- la justification de nos appréciations,
- les vérifications spécifiques et les informations prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'Administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes professionnelles applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives.

Un audit consiste à 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'arrêté 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 annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de Commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Les titres de participation figurant à l'actif du bilan de votre société sont évalués selon les modalités présentées dans la note 2.2 de l'annexe aux états financiers. Nous avons procédé à l'appréciation des éléments pris en considération pour les estimations de la valeur d'utilité et, le cas échéant, vérifié le calcul des dépréciations. Ces appréciations n'appellent pas de remarques particulières de notre part. Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes professionnelles applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du Conseil d'Administration et dans les documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels,
- la sincérité des informations données dans le rapport de gestion relatives aux rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi qu'aux engagements pris en leur faveur à l'occasion de la prise, de la cessation ou du changement de fonctions ou postérieurement à celles-ci.

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital et des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mazars & Guérard
Frédéric Allilaire
Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit
Emmanuelle Mossé

NATURE	2003	2004	2005	2006	2007
CAPITAL EN FIN D'EXERCICE					
Capital social	1 056 145,86	1 056 145,86	1 056 145,86	1 061 381,86 ⁽¹⁾	1 070 852,86 ⁽²⁾
Nombre d'actions émises	1 371 618	1 371 618	1 371 618	27 568 360 ⁽¹⁾	27 814 360 ⁽²⁾
OPERATIONS ET RÉSULTATS DE L'EXERCICE					
Chiffre d'affaires hors taxes	20 263 915	22 364 664	23 871 590	23 946 459	50 742 204
Résultat avant impôts, amortissements et provisions	12 796 490	10 069 144	8 783 414	43 791 213	44 963 872
Impôts sur les bénéfices	2 427 528	0	(3 666 730)	(6 715 969)	(2 766 286)
Résultat après impôts, amortissements et provisions	9 696 431	9 246 038	11 768 762	50 615 725	48 056 653
Résultat distribué	6 720 928	9 601 326	27 432 360	30 325 196	33 655 376
RÉSULTAT PAR ACTION					
Résultat après impôts, mais avant amortissements et provisions	7,56	7,34	9,08	1,83 ⁽¹⁾	1,72 ⁽²⁾
Résultat après impôts, amortissements et provisions	7,07	6,74	8,58	1,84 ⁽¹⁾	1,73 ⁽²⁾
Dividende distribué	4,90	7,00	20,00	1,10 ⁽¹⁾	1,21 ⁽²⁾
EFFECTIF	30	32	30	34	46

⁽¹⁾ Après exercice de 136 000 options de souscription d'actions à partir du 02/09/2006 (plan d'attribution du 02/09/2002) et division par vingt du nominal du titre le 03 juillet 2006.

⁽²⁾ Après exercice de 246 000 options de souscription d'actions à partir du 11/12/2007 (plan d'attribution du 11/12/2003).



5. AUTRES INFORMATIONS

I INFORMATIONS CONCERNANT LA SOCIÉTÉ

1. DÉNOMINATION SOCIALE

La Société tête du Groupe est une société anonyme qui a pour dénomination sociale Séchilienne-Sidec.

2. REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS

La Société Séchilienne-Sidec est immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 775 667 538. Son code APE est 741 J.

3. DURÉE

La durée de la Société plusieurs fois prorogée a été fixée en dernier lieu, par l'Assemblée Générale Extraordinaire du 12 février 1948 à quatre vingt dix ans, à partir du 31 décembre 1949. Elle prendra fin en conséquence, sauf dissolution anticipée ou nouvelle prorogation, le 31 décembre 2039.

4. SIÈGE SOCIAL, FORME JURIDIQUE ET LÉGISLATION APPLICABLE

Le siège social de Séchilienne-Sidec est situé :
30 rue de Miromesnil, à Paris, 75008.

Le numéro de téléphone du siège social est + 33 (0) 1 44 94 82 22.

Séchilienne-Sidec est une société anonyme de Droit Français, à Conseil d'Administration, régie notamment par les dispositions du Code du Commerce.

5. RENSEIGNEMENTS CONCERNANT LE CAPITAL SOCIAL

5.1 Montant du capital social

Au 31 décembre 2007, consécutivement à l'exercice à partir du 12 décembre de la totalité des 246 000 options de souscription d'actions attribuées par le Conseil d'Administration du 11 décembre 2003 en application d'une délibération de l'Assemblée Générale

extraordinaire du 18 décembre 2001, le nombre d'actions composant le capital était de 27 814 360.

Le capital social de la Société au 31 décembre 2007 était ainsi de 1 070 852,86 euros divisé en 27 814 360 actions de 0,0385 euros chacune.

Les actions de la Société sont entièrement souscrites, intégralement libérées, et toutes de même catégorie.

5.2 Négociations sur l'Eurolist d'Euronext-Paris

Au 31 décembre 2007, les actions de Séchilienne-Sidec S.A. étaient admises aux négociations sur l'Eurolist d'Euronext-Paris, compartiment B.

Le tableau ci-après présente l'évolution du cours de la Société en 2007 :

Année 2007	Volume moyen des transactions pour chaque mois <i>En milliers de titres</i>	Cours de clôture au dernier jour du mois <i>En euros</i>
Janvier	52 800	41,58
Février	42 100	38,74
Mars	40 800	44,26
Avril	51 200	45,95
Mai	39 100	48,6
Juin	54 500	48,95
Juillet	67 800	53,53
Août	45 800	53,81
Septembre	49 700	55,5
Octobre	48 700	61,98
Novembre	76 500	55
Décembre	50 100	56,5

Postérieurement à la clôture de l'exercice, l'action Séchilienne-Sidec est devenue éligible aux ordres à service de règlement différé (le 26 février 2008).

	Nombre d'actions avant opérations	Valeur nominale avant opérations <i>En euros</i>	Capital avant opérations <i>En euros</i>	Nombre d'actions après opérations	Valeur nominale après opérations <i>En euros</i>	Capital après opérations <i>En euros</i>
Le 3 juillet 2006 Division par vingt du nominal du titre	1 371 618	0,77	1 056 145,86	27 432 360 <i>soit + 26 060 742</i>	0,0385	1 056 145,86
Du 2 septembre au 31 décembre 2006 exercice d'options de souscription d'actions	27 432 360	0,0385	1 056 145,86	27 568 360 <i>soit + 136 000</i>	0,0385	1 061 381,86
Du 12 décembre au 31 décembre 2007 exercice d'options de souscription d'actions	27 568 360	0,0385	1 061 381,86	27 814 360 <i>soit + 246 000</i>	0,0385	1 070 852,86

5.3 Historique du capital social au cours des trois derniers exercices

Trois opérations ont entraîné une variation du capital social entre le 31 décembre 2004 et le 31 décembre 2007.

Ce sont :

- la division par vingt du nominal du titre décidée par l'Assemblée Générale du 17 mai 2006 et mise en oeuvre le 3 juillet 2006,
- l'exercice entre le 2 septembre et le 31 décembre 2006 de 136 000 options de souscription d'actions attribuées par le Conseil d'Administration du 2 septembre 2002 sur autorisation de l'Assemblée Générale du 18 décembre 2001 (montant ajusté pour tenir compte de la division du nominal du titre),
- l'exercice entre le 11 décembre et le 31 décembre 2007 de 246 000 options de souscription d'actions attribuées par le Conseil d'Administration du 11 décembre 2003 sur autorisation de l'Assemblée Générale du 18 décembre 2001 (montant ajusté pour tenir compte de la division du nominal du titre).

Le tableau ci-dessus en rend compte.

5.4 Principaux actionnaires

Chaque action donne droit à un droit de vote.

Le nombre d'actions d'auto contrôle est de 27 100 actions, détenues par la filiale CICM intégrée globalement pour la première fois en 2007.

Au 31 décembre 2007, après l'exercice de 246 000 options de souscription d'actions par leurs attributaires, Financière Hélios détenait 43,10 % du capital de 1 070 852,86 euros et des droits de vote de Séchilienne-Sidec S.A.

Dans le cadre du plan d'épargne d'entreprise, le personnel détenait 123 687 actions de la Société, soit 0,45 % du capital.

La plus récente étude des titres au porteur identifiables (TPI) à laquelle il ait été procédé a été effectuée en novembre 2007, postérieurement à :

- la diffusion le 24 avril 2007 sur le site de l'AMF d'une déclaration de la société Pictet Asset Management Ltd déclarant avoir franchi en baisse le seuil de 10 % du capital et des droits de vote de Séchilienne-Sidec et en détenir 9,27 %,
- la diffusion le 4 mai 2007 sur le site de l'AMF d'une déclaration de la société Ecofin Ltd déclarant avoir franchi en baisse le seuil de 5 % du capital et des droits de vote de Séchilienne-Sidec et en détenir 4,97 %.

Lors de la réalisation de cette étude TPI de novembre 2007, le capital de la Société qui était de 1061 381,86 euros était réparti entre Financière Hélios 43,48 %, Pictet Asset Management Ltd 5,00 %, Ecofin Ltd 4,97 %, plan d'épargne d'entreprise 0,54 %, autres porteurs 45,36 %.

6. ACTE CONSTITUTIF ET STATUTS

Les statuts de la Société, qui ont été modifiés en dernier lieu par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007, sont accessibles sur son site internet à l'adresse suivante : www.sechilienne-sidec.com

Les principales stipulations relatives à l'objet social, aux organes d'Administration et de Direction, aux droits des actionnaires, à la convocation et à la constitution des Assemblées Générales des actionnaires, à l'identification des actionnaires et aux franchissements de seuils, enfin aux modifications du capital, sont, pour :

- l'objet social l'article 3.
- le Conseil d'Administration les articles 19 à 24.
- les comités que peut nommer le Conseil d'Administration l'article 26.
- la Direction Générale l'article 25.
- les droits attachés aux actions les articles 14, 15, 45, et 46.
- les convocations aux Assemblées Générales d'actionnaires et la constitution de ces Assemblées, les articles 31, 32, 33, 34.
- l'identification des actionnaires et les franchissements de seuils l'article 13.
- les modifications du capital l'article 8.

Les statuts de la Société ne contiennent pas de stipulations permettant de retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle.

1. DISPOSITIF D'INFORMATION

Le Groupe publie, conformément aux obligations législatives et réglementaires, dans les délais légaux, une information trimestrielle comportant indication du chiffre d'affaires consolidé, et ses résultats semestriels et annuels.

Les statuts de la Société, le rapport annuel et l'ensemble de l'information réglementée communiqués à l'AMF sont disponibles sur son site internet www.sechillienne-sidec.com

Pour l'application des dispositions prescrites par l'AMF au titre de la directive « transparence », l'option retenue afin de s'assurer de la diffusion effective et intégrale de l'information réglementée auprès

d'un large public au sein de l'Union européenne selon les modalités garantissant la sécurité de la diffusion de l'information est l'utilisation des services d'un diffuseur professionnel, Hugin.

La tenue des actions nominatives de la société Séchillienne-Sidec S.A. et la gestion des opérations d'avis et de convocation des Assemblées Générales, sont assurées sur des bases contractuelles par la société Arlis.

Le Groupe organise au moins une fois par an une réunion à la Société Française des Analystes Financiers, SFAF.

2. CALENDRIER DES PUBLICATIONS EN 2008

11 février 2008 :	Communiqué de presse relatif au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 décembre 2007.
12 février 2008 :	Mise en ligne sur site de l'émetteur et communication à l'AMF de l'information trimestrielle relative au 4 ^{ème} trimestre 2007 et au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 décembre 2007.
15 février 2008 :	Publication au BALO de l'information trimestrielle relative au 4 ^{ème} trimestre 2007 et au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 décembre 2007 (bulletin numéro 20).
12 mars 2008 :	Communiqué de presse à l'issue du conseil d'arrêté des comptes annuels 2007, tenu le 11 mars 2008.
Courant avril 2008 :	Mise en ligne sur site de l'émetteur du rapport annuel 2007.
30 avril 2008 :	Publication au BALO des comptes annuels 2007 provisoires et du projet d'affectation du résultat.
13 mai 2008 :	Communiqué de presse relatif au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 mars 2008.
14 mai 2008 :	Mise en ligne sur site de l'émetteur et communication à l'AMF de l'information trimestrielle relative au 1 ^{er} trimestre 2008 et au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 mars 2008.
15 mai 2008 :	Publication au BALO de l'information trimestrielle relative au 1 ^{er} trimestre 2008 et au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 mars 2008.
16 mai 2008 :	Communiqué sur site à l'issue de l'Assemblée Générale et du Conseil d'Administration du 15 mai 2008.
30 mai 2008 :	Publication au BALO des comptes annuels 2007 définitifs et de la décision d'affectation du résultat, approuvés par l'Assemblée Générale du 15 mai 2008.
13 août 2008 :	Communiqué de presse relatif au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 30 juin 2008.
14 août 2008 :	Publication au BALO du chiffre d'affaires consolidé cumulé au 30 juin 2008.
29 août 2008 :	Communiqué de presse à l'issue du conseil d'arrêté des comptes semestriels tenu le 28 août 2008.
29 août 2008 :	Mise en ligne sur site de l'émetteur et communication à l'AMF du rapport d'activité du 1 ^{er} semestre 2008 et des comptes semestriels.
30 octobre 2008 :	Publication au BALO du rapport d'activité du 1 ^{er} semestre 2008 et des comptes semestriels.
12 novembre 2008 :	Communiqué de presse relatif au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 30 septembre 2008.
13 novembre 2008 :	Mise en ligne et communication à l'AMF de l'information trimestrielle relative au 3 ^{ème} trimestre 2008 et au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 30 septembre 2008.
14 novembre 2008 :	Publication au BALO de l'information trimestrielle relative au 3 ^{ème} trimestre 2008 et au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 30 septembre 2008.

3. RAPPEL DES INFORMATIONS PUBLIÉES DEPUIS LE 1^{ER} JANVIER 2007

A) Informations relatives au Gouvernement d'entreprise et au contrôle interne

- Rapport du Président sur les conditions de travail du Conseil d'Administration et les dispositifs de contrôle interne en 2006, et rapport des Commissaires aux Comptes sur ce rapport (sur site de l'émetteur en date du 16 avril 2007).

B) Informations concernant les Assemblées Générales des actionnaires

- Avis de convocation à l'Assemblée Générale mixte du 10 mai 2007 publié au BALO du 2 avril 2007 (bulletin n° 40) et dans le journal d'annonces légales « les petites affiches » du 20 avril 2007.
- Lettres de convocation aux actionnaires et documents joints du 2 avril 2007.
- Mention faite le 11 mai 2007 sur le site de l'émetteur de l'approbation par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007 des comptes présentés et de l'affectation du résultat proposée, ainsi que de l'adoption par elle de toutes les résolutions soumises au vote.
- Communication du nombre des droits de vote à l'issue de l'Assemblée Générale du 10 mai 2007, publiée au BALO du 21 mai 2007 (Bulletin n°61).
- ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DU 15 MAI 2008
Un avis de réunion valant avis de convocation des actionnaires de Séchilienne-Sidec à une Assemblée Générale mixte appelée à se tenir le jeudi 15 mai 2008 au palais Brongniart (bourse de paris) a été publié au BALO du jeudi 7 avril 2008 (bulletin n°42).

C) Informations à caractère comptable et financier

- Communiqué de presse relatif au chiffre d'affaires consolidé annuel au 31 décembre 2006, sur le site de l'émetteur le 30 janvier 2007.
- Publication au BALO du chiffre d'affaires consolidé annuel 2006 (Bulletin n° 18 du 9 février 2007).
- Communiqué de presse publié à l'issue du Conseil d'Administration du 26 mars 2007 qui a arrêté les comptes de l'exercice 2006.
- Publication sur le site de l'émetteur de la documentation présentée lors d'une réunion tenue avec la SFAF le 29 mars 2007.
- Publication des comptes de l'exercice 2006 provisoires au BALO du 27 avril 2007 (Bulletin n° 51) et définitifs après approbation par l'AG au BALO du 30 mai 2007 (Bulletin n° 65).
- Communiqué de presse relatif au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 mars 2007, sur le site de l'émetteur le 10 mai 2007.
- Publication du chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 mars 2007 au BALO du 11 mai 2007 (Bulletin n° 57).

- Communiqué de presse du 8 août 2007 relatif au chiffre d'affaires consolidé du premier semestre 2007, sur le site de l'émetteur.

- Publication du chiffre d'affaires consolidé du premier semestre 2007 au BALO du 15 août 2007 (Bulletin n° 98).

- Communiqué de presse du 30 août 2007 relatif aux résultats consolidés du premier semestre 2007, sur le site de l'émetteur.

- Rapport semestriel d'activité au 30 juin 2007 et comptes semestriels consolidés, sur le site de l'émetteur le 31 août 2007.

- Publication sur le site de l'émetteur de la documentation présentée lors d'une réunion tenue avec la SFAF le 26 septembre 2007.

- Publication Rapport semestriel d'activité au 30 juin 2007 et des comptes semestriels au BALO du 8 octobre 2007 (Bulletin n° 121).

- Communiqué de presse du 12 novembre 2007 relatif au chiffre d'affaires consolidé au 30 septembre 2007, sur le site de l'émetteur.

- Information trimestrielle et chiffre d'affaires consolidé au 30 septembre 2007, sur le site de l'émetteur le 13 novembre 2007.

- Publication de l'information trimestrielle et du chiffre d'affaires consolidé au 30 septembre 2007, au BALO du 21 novembre 2007 (Bulletin n° 140).

- Communiqué de presse du 11 février 2008 relatif au chiffre d'affaires consolidé cumulé au 31 décembre 2007, sur le site de l'émetteur.

- Information trimestrielle et chiffre d'affaires consolidé au 31 décembre 2007, sur le site de l'émetteur le 12 février 2008.

D) Informations relatives à des opérations sur titres

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du code monétaire et financier sur site AMF, en date du 9 février 2007 (207 D 0773, 0774, 0775, 0776, 0777, 0778, 0779).

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du code monétaire et financier sur site AMF, en date du 12 février 2007 (207 D 0819 et 0820).

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du code monétaire et financier sur site AMF, en date du 14 février 2007 (207 D 0892 et 0893).

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du code monétaire et financier sur site AMF, en date du 26 février 2007 (207 D 1211, 1212, 1213 et 1214).

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du code monétaire et financier sur site AMF, en date du 24 avril 2007 (207 D 2342, 2343, 2344, 2345, 2346, 2347, 2348 et 2349).

- Information, publiée le 30 mai 2007 sur le site de l'émetteur, relative à la résolution de l'Assemblée Générale mixte du 10 mai 2007 autorisant le Conseil à procéder à des opérations d'achat par la Société de ses propres actions.

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du Code monétaire et financier sur site AMF, en date du 16 octobre 2007 (207 D 6323, 6324, 6325, 6327, 6328, 6330, 6331, 6332, 6333, 6334, 6335, 6336 et 6353).

- Déclarations individuelles relatives aux opérations des personnes mentionnées à l'article L. 621-18-2 du code monétaire et financier sur site AMF, en date du 2 janvier 2008 (208 D 0025).

E) Informations sur le nombre total de droits de vote et le nombre total d'actions composant le capital de la Société

- Déclarations au 29 décembre 2006, sur site AMF en date du 3 janvier 2007.

- Publication au BALO du 21 mai 2007 (Bulletin n° 61), mentionné sur le site de l'émetteur, du nombre des droits de vote au 10 mai 2007, date de l'Assemblée Générale mixte.

- Déclarations au 31 décembre 2007, sur site AMF en date du 3 janvier 2008.

F) Informations relatives aux franchissements de seuil

- Document sur site AMF 207 C 0723 du 24 avril 2007 : déclaration de franchissement de seuil en baisse par la société Pictet Asset Management Ltd agissant pour le compte de clients dont elle assure la gestion.

- Document sur site AMF 207 C 0797 du 4 mai 2007 : déclaration de franchissement de seuil en baisse par Ecofin Ltd.

G) Autres informations

- Communiqué de presse du 28 février 2007 informant de l'absence de dommages pour les installations du Groupe à la Réunion après le passage du cyclone Gamède dans cette zone de l'océan indien.

- Communiqué du 13 juin 2007 concernant les nouvelles manifestations du dynamisme du Groupe dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque.

- Communiqué du 9 juillet 2007 concernant l'accélération du développement dans l'énergie solaire et la signature d'un contrat pluriannuel de fourniture de panneaux photovoltaïques par First Solar.

- Communiqué du 20 août 2007 informant de l'absence de dommages pour les installations et chantiers du Groupe aux Antilles après le passage du cyclone Dean dans cette zone.

- Communiqué de presse du 25 septembre 2007 sur une convention passée avec la ville de Saint-Laurent du Maroni en Guyane en vue de la mise en service en juillet 2009 d'une ferme photovoltaïque d'une puissance de 12 MW.

- Communiqué du 17 décembre 2007 relatif à la cession par Séchillienne-Sidec de sa participation minoritaire de 40 % dans la société des éoliennes de La Haute-Lys.

A - PROPOSITIONS D'APPROBATION DES COMPTES ET D'AFFECTATION DU RESULTAT SOUMISES A L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE

Nous proposons à l'Assemblée Générale de bien vouloir approuver, outre les comptes consolidés du Groupe, les comptes annuels de la Société Séchilienne-Sidec S.A. (bilan, compte de résultat et annexe), tels qu'ils vous sont présentés, et d'arrêter en conséquence le montant du bénéfice net de l'exercice à la somme de 48 056 653 euros.

Nous lui proposons également de bien vouloir approuver la détermination des sommes distribuables et les affectations suivantes :

Origine du résultat à affecter	En Euros
Report à nouveau antérieur	29 760 243
Bénéfice de l'exercice	48 056 653
TOTAL	77 816 896
Affectation proposée	En Euros
Affectation à la réserve légale	947
Dividendes	33 655 376
Report à nouveau de l'exercice	44 160 573
TOTAL	77 816 896

Il est rappelé que les distributions au titre des trois derniers exercices s'établissaient ainsi :

	Montant de la distribution En euros	Montant du dividende net par action	Abattement prévu par l'article 158-3-2° du Code Général des Impôts, auquel la distribution est éligible
Exercice 2004	9 601 326	0,35 ⁽¹⁾	50 %
Exercice 2005	27 432 360	1,00 ⁽¹⁾	40 %
Exercice 2006	30 325 196	1,10	40 %

⁽¹⁾ *Eléments ajustés pour tenir compte de la division par vingt du nominal du titre, intervenue en juillet 2006.*

Le tableau faisant apparaître les résultats de Séchilienne-Sidec au cours de chacun des cinq derniers exercices figure dans le présent rapport à la suite de l'annexe aux comptes sociaux, bilan et compte de résultat de la Société, conformément aux prescriptions des articles R. 225-83 et R. 225-102 du Code de Commerce.

B - AUTRES PROPOSITIONS SOUMISES À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE

Outre l'approbation des comptes sociaux, celle des comptes consolidés, et l'affectation du bénéfice et la fixation du dividende, les points suivants font l'objet de résolutions à caractère ordinaire soumises à l'Assemblée Générale :

• **L'approbation des conventions réglementées visées à l'article L. 225-38 du Code de Commerce, des engagements qu'elles contiennent et du rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur ces conventions.**

• La fixation (à la somme de 30 000 euros au lieu de 13 000 euros antérieurement) du **montant des jetons de présence** à allouer globalement aux membres du Conseil d'Administration, au titre de l'exercice en cours qui sera clos au 31 décembre 2008 ainsi que pour les exercices ultérieurs jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée.

• **L'approbation des engagements visés à l'article L. 225-42-1 du Code de Commerce relatifs aux indemnités de rupture dans**

Le dividende éligible s'établirait donc à 1,21 euro pour chacune des 27 814 360 actions composant le capital social à la date du 31 décembre 2007.

Ce dividende est éligible dans les conditions et limites légales :

- d'une part, à l'abattement de 40 % mentionné à l'article 158-3-2° du Code Général des Impôts.
 - d'autre part à un abattement fixe annuel de 1 525 euros pour les contribuables célibataires, divorcés, veufs ou mariés soumis à imposition séparée et de 3 050 euros pour les contribuables mariés soumis à une imposition commune ou liés par un PACS soumis à une imposition commune.
- Ces abattements ne sont plus applicables en cas d'option pour le prélèvement forfaitaire libératoire de 18 % en lieu et place de l'impôt progressif sur le revenu.

Nous vous proposons de fixer la date de mise en paiement du dividende au jeudi 12 juin 2008, après détachement de l'action sur Euronext Paris, trois jours auparavant le 9 juin 2008.

certains cas de cessation des fonctions de mandataire social de Monsieur Dominique FOND.

Cette proposition est présentée pour tenir compte des dispositions de l'article L. 225-42-1 du Code de Commerce introduites par la loi du 21 août 2007 en faveur du Travail, de l'Emploi et du Pouvoir d'Achat, dite « Loi TEPA ».

Selon ces dispositions :

- d'une part, les indemnités des dirigeants des sociétés cotées qui seraient éligibles à raison de la cessation de leurs fonctions de mandataire social doivent désormais être subordonnées à la réalisation de conditions de performances.
- d'autre part, ces indemnités doivent être soumises à l'approbation de l'Assemblée des Actionnaires, sous la forme d'une résolution individuelle pour chaque mandataire social concerné, connaissance prise d'un rapport spécial des Commissaires aux Comptes.

Votre Conseil d'Administration a donc, dans sa séance du 11 mars 2008, mis fin au dispositif d'indemnité de rupture existant concernant Monsieur Dominique FOND, Président-Directeur Général, décrit dans les termes suivants au chapitre « Rémunérations et avantages » du présent rapport : « Dominique FOND est susceptible de percevoir une indemnité forfaitaire au cas où le Conseil d'Administration le révoquerait ou ne le renouvellerait pas dans son mandat social, sauf en cas de faute lourde ou grave.

Cette indemnité serait égale pour la période antérieure au 1^{er} avril 2002 à vingt quatre mois de rémunération brute et, pour la période postérieure au 1^{er} avril 2002, il s'ajouterait à ces vingt quatre mois un mois et demi de rémunération brute pour chaque année en tant que mandataire social à compter du 1^{er} avril 2002. Le montant total de l'indemnité ne pourra excéder un montant plafonné à trente deux mois de rémunération brute.

Ces dispositions ont été détaillées dans le rapport de gestion pour 2005 approuvé par l'Assemblée Générale du 17 mai 2006, confirmées par le Conseil d'Administration du 17 mai 2006 après sa décision de confier cumulativement à Dominique FOND les fonctions de Président et de Directeur Général, et détaillées à nouveau dans le rapport de gestion pour 2006 approuvé par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007 ».

Le même Conseil du 11 mars 2008 a octroyé au Président Directeur Général un nouveau dispositif d'indemnisation en cas de révocation ou non renouvellement dans son mandat social, dans lequel les cas d'exigibilité de l'indemnisation et le montant de celle-ci restent identiques, mais le versement en est subordonné à la réalisation de conditions de performances sur les trois derniers exercices précédant celui de l'éventuelle cessation des fonctions de mandataire social.

L'objectif est la croissance cumulée de 50 % au cours de cette période de l'EBITDA défini comme le résultat opérationnel consolidé augmenté des amortissements sur actifs corporels et incorporels et des dotations aux provisions. Ce seuil de déclenchement du versement des indemnités (exprimées en nombre de mois de rémunération brute moyenne incluant part fixe et part variable versée pendant les trois exercices considérés) est fixé à 70 % de cet objectif. À partir de ce seuil, le montant de l'indemnité à verser sera calculé de manière linéaire en fonction du taux de réalisation effectivement atteint.

C - PROPOSITIONS SOUMISES À L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE EXTRAORDINAIRE

L'objet des différentes résolutions qu'il est proposé de soumettre à l'approbation de l'Assemblée Générale Extraordinaire est indiqué ci-dessous :

• **Modification de l'article 7 des statuts énonçant le montant du capital social et le nombre d'actions**

La modification proposée a pour objet de tenir compte de l'augmentation du nombre d'actions de la Société intervenue au cours du mois de décembre 2007 du fait de l'exercice de leurs options par les bénéficiaires des options de souscription d'actions attribuées par le Conseil d'Administration du 11 décembre 2003 sur autorisation de l'Assemblée Générale du 18 décembre 2001.

Il vous est proposé d'approuver les engagements pris par la Société dans le cadre de ce nouveau dispositif, précisés dans le rapport spécial des Commissaires aux Comptes qui en ont reçu communication.

• **L'autorisation au Conseil d'Administration d'opérer**, pendant une période de dix huit mois à compter de la décision de l'Assemblée, **l'achat par la Société de ses propres actions**, dans les conditions prévues par la loi et spécialement les articles L. 225-209 et suivants du Code de Commerce.

Cette autorisation annulerait et remplacerait celle consentie par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007 dans sa huitième résolution.

Cette autorisation est sollicitée :

- pour un montant représentant jusqu'à 10 % du nombre d'actions composant le capital social à tout moment de la mise en œuvre du programme d'achat, ou jusqu'à 5 % de ce nombre s'il s'agit d'actions acquises en vue de leur conservation et de leur remise ultérieure en paiement ou en échange dans le cadre d'une opération de fusion, de cession ou d'apport.
- avec les objectifs suivants :
 - animation du marché secondaire ou liquidité de l'action,
 - achat ou vente en fonction des situations de marché et plus généralement affectation aux pratiques de marché admises ou qui viendraient à être admises par l'Autorité des marchés financiers,
 - annulation aux fins d'optimisation des fonds propres et du résultat net par action de la société, si l'Assemblée Générale extraordinaire donne par ailleurs une autorisation spéciale à cet effet,
 - remise d'actions à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe.
- et selon les modalités ci-dessous :
 - fixation de la période de validité de l'autorisation à dix-huit mois à compter du jour de la résolution de l'Assemblée,
 - fixation du prix maximum d'achat à 55 euros l'action, étant précisé qu'en cas d'opération sur le capital, notamment par incorporation de réserves et attribution d'actions gratuites, division ou regroupement des actions, ce prix sera ajusté en conséquence par le Conseil d'administration,
 - fixation du montant maximum des fonds que la Société pourra consacrer à l'opération à 152 978 980 euros.

La résolution qu'il est demandé à l'Assemblée Générale Extraordinaire d'adopter à cet effet, consiste à indiquer dans les statuts que le capital social de la Société est fixé à 1 070 852,86 euros, divisé en 27 814 360 actions de 0,0385 euros chacune, de même catégorie.

• **Autorisation au Conseil d'Administration d'annuler des actions achetées par la Société, par voie de réduction de capital**

Il est proposé à l'Assemblée Générale Extraordinaire d'autoriser le Conseil d'Administration à annuler tout ou partie des actions qui viendraient à être acquises dans le cadre de l'autorisation d'achat

par la Société de ses propres actions sollicitée de l'Assemblée Générale Ordinaire, et à réduire le capital en conséquence.

Cette autorisation d'annulation est demandée dans la limite de 10 % du capital de la Société et pour une période de vingt-quatre mois à compter du jour de son octroi.

• Autorisation au Conseil d'Administration, d'une validité de trente huit mois, pour consentir des options de souscription aux actions de la Société

Il est proposé à l'Assemblée Générale Extraordinaire d'autoriser dans le cadre des articles L. 225-177 et suivants du Code de Commerce, le Conseil d'Administration à consentir des options ouvrant droit à la souscription d'actions nouvelles Séchillienne-Sidec au bénéfice de mandataires sociaux, de cadres dirigeants, de cadres supérieurs et de salariés non cadres de la Société et de certaines des sociétés qui lui sont liées au sens de ces dispositions.

Cette proposition vise essentiellement à accroître la motivation et la fidélisation au Groupe des personnes les plus directement impliquées dans l'action de pénétration forte et rapide de nouveaux marchés qu'il a engagée avec succès.

Il est demandé à l'Assemblée Générale Extraordinaire de décider notamment, pour sa mise en œuvre :

- que le délai pendant lequel l'autorisation pourra être utilisée sera de 38 mois,
- que le nombre d'options consenties sera plafonné à 40 000,
- que les actions nouvelles auxquelles pourront souscrire les bénéficiaires seront émises à titre d'augmentation de capital dans la limite d'un montant maximum de 2 200 000 euros, primes comprises,
- que le prix de souscription des actions par les bénéficiaires sera déterminé le jour où les options seront consenties par le Conseil d'Administration dans le respect des obligations légales relatives notamment aux périodes pendant lesquelles les options ne peuvent être consenties. Ce prix sera égal à la moyenne arithmétique des premiers cours cotés de l'action lors des vingt séances de bourse précédant le jour où les options de souscription seront consenties, arrondie à l'euro inférieur,
- que le délai pendant lequel les options pourraient être exercées sera de sept ans à compter de leur attribution,
- que le Conseil d'Administration définira les bénéficiaires, arrêtera le nombre d'options consenties à chacun d'eux, fixera la date d'ouverture des options, arrêtera les conditions et modalités pratiques de mise en œuvre de l'autorisation en conformité avec toutes les dispositions légales susceptibles d'intervenir pendant sa période de validité, et délèguera dans les conditions légales les pouvoirs à l'effet d'accomplir tous actes et formalités.

Il est par ailleurs demandé à l'Assemblée Générale Extraordinaire de prendre acte de ce que l'autorisation donnée emportera de plein droit, au profit des bénéficiaires, renonciation expresse des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions nouvelles qui seront émises à mesure des levées d'options de souscription.

• Autorisation (présentée à l'Assemblée Générale Extraordinaire par conformité aux dispositions légales et que le Conseil d'Administration recommande de ne pas adopter) d'augmenter le capital social dans les conditions prévues à l'article L. 443-5 du Code de Travail en application de l'article L. 225-129-6 du Code de Commerce

Le Conseil d'Administration se conforme à l'obligation légale énoncée par l'article L. 225-129-6 du Code de Commerce en présentant à l'Assemblée Générale Extraordinaire une résolution autorisant l'augmentation du capital social en une ou plusieurs fois dans un délai de vingt six mois et dans la limite de 250 000 euros primes comprises par émission d'actions destinées à être souscrites par les salariés de la Société et de certaines de ses entreprises liées, adhérents à un plan d'épargne d'entreprise et ayant au moins trois mois d'ancienneté.

Il est précisé que l'autorisation présentée entraînerait de plein droit, au cas où il en serait fait usage, renonciation expresse des actionnaires à leur droit préférentiel au profit des salariés concernés.

Il est également précisé :

- d'une part, que le prix de souscription ne pourrait être supérieur à la moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant le jour de la décision du Conseil d'Administration fixant la date d'ouverture de la souscription, ni inférieur de plus de 20 % à cette moyenne,
- d'autre part, que dans le cas où les salariés n'auraient pas souscrit la totalité de l'augmentation de capital dans le délai imparti par le Conseil d'Administration, cette augmentation ne serait réalisée qu'à concurrence du montant des actions souscrites.

Le Conseil d'Administration tient à porter à l'attention de l'Assemblée qu'ont été par ailleurs instaurés dans le Groupe des dispositifs qui se sont heureusement avérés très avantageux pour les salariés, de plans d'épargne d'entreprise, accords d'intéressement et plans de participation.

Il n'estime dans ces conditions pas opportun de mettre en œuvre au surplus un mécanisme d'augmentation de capital réservée et invite l'Assemblée Générale Extraordinaire à rejeter la résolution visant à autoriser sa mise en œuvre.

IV TEXTE DES RÉSOLUTIONS

DE LA COMPÉTENCE DE L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE ORDINAIRE DE SÉCHILIENNE-SIDEC DU 15 MAI 2008

1 Première résolution

Approbation des comptes sociaux de l'exercice 2007

L'Assemblée Générale statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance :

- du rapport du Conseil d'Administration sur la marche et la gestion de la Société au cours de l'exercice 2007,
- des comptes annuels de la Société, compte de résultat, bilan et annexe,
- des rapports des Commissaires aux Comptes,

approuve les comptes de la Société arrêtés à la date du 31 décembre 2007 tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou mentionnées dans ces rapports. Elle arrête le montant du bénéfice net de l'exercice à la somme de 48 056 653 euros.

2 Deuxième résolution

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2007

L'Assemblée Générale statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance :

- du rapport du Conseil d'Administration sur la marche et la gestion de la Société et du Groupe au cours de l'exercice 2007,
- des comptes consolidés du Groupe,
- du rapport des Commissaires aux Comptes,

approuve les comptes consolidés arrêtés à la date du 31 décembre 2007 tels qu'ils lui ont été présentés, ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou mentionnées dans ces rapports.

3 Troisième résolution

Approbation des conventions réglementées visées à l'article L. 225-38 du Code de Commerce, des engagements qu'elles contiennent et du rapport spécial des Commissaires aux Comptes

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires, après avoir entendu la lecture du rapport spécial des Commissaires aux Comptes sur les conventions visées à l'article L. 225-38 du Code de Commerce, et statuant sur ce rapport, approuve ces conventions, les engagements qu'elles contiennent et ce rapport.

Elle prend acte en tant que de besoin de la continuation au cours de l'exercice des conventions autorisées antérieurement.

4 Quatrième résolution

Affectation du bénéfice - Fixation du montant du dividende à 1,21 euro par action et de sa date de mise en paiement au 12 juin 2008

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires, constate que le montant du bénéfice net de l'exercice 2007 s'élève à 48 056 653 euros, et que, compte tenu du report à nouveau disponible de 29 760 243 euros, le montant à affecter est de 77 816 896 euros.

Sur proposition du Conseil d'Administration, elle décide d'affecter ce montant comme suit :

- Affectation à la réserve légale : 947 euros
- Dividende : 33 655 376 euros
- Report à nouveau : 44 160 573 euros

L'Assemblée Générale fixe en conséquence le dividende revenant à chacune des 27 814 360 actions composant le capital social à la date du 31 décembre 2007 à 1,21 euro.

Ce dividende sera détaché de l'action sur Euronext Paris le 9 juin 2008 et mis en paiement trois jours après soit le 12 juin 2008 :

- pour les actions inscrites en compte nominatif pur : directement par la Société, suivant le mode de règlement qui lui a été indiqué par leurs titulaires,
- pour les actions inscrites en compte nominatif administré, ainsi que pour les actions au porteur faisant l'objet d'une inscription en compte : par les intermédiaires habilités auxquels la gestion de ces titres a été confiée.

Ce dividende est éligible, dans les conditions et limites légales :

- D'une part à l'abattement de 40 % mentionné à l'article 158-3-2° du code général des impôts.
- D'autre part à un abattement fixe annuel de 1 525 euros pour les contribuables célibataires, divorcés, veufs ou mariés soumis à imposition séparée et de 3 050 euros pour les contribuables mariés soumis à une imposition commune ou liés par un PACS soumis à une imposition commune.

Ces abattements ne sont plus applicables en cas d'option pour le prélèvement forfaitaire libératoire de 18 % en lieu et place de l'impôt progressif sur le revenu.

Il est rappelé que les distributions au titre des trois derniers exercices s'établissaient ainsi :

En euros	Montant de la distribution	Montant du dividende net par action	Abattement prévu par l'article 158-3-2° du Code Général des Impôts, auquel la distribution est éligible
Exercice 2004	9 601 326	0,35 ⁽¹⁾	50 %
Exercice 2005	27 432 360	1,00 ⁽¹⁾	40 %
Exercice 2006	30 325 196	1,10	40 %

⁽¹⁾ *Éléments ajustés pour tenir compte de la division par vingt du nominal du titre, intervenue en juillet 2006.*

5 Cinquième résolution

Fixation des jetons de présence

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires, décide de fixer le montant des jetons de présence à allouer globalement aux membres du Conseil d'Administration à la somme de 30 000 euros au titre de l'exercice en cours qui sera clos au 31 décembre 2008 ainsi que pour les exercices ultérieurs jusqu'à nouvelle décision de l'Assemblée.

6 Sixième résolution

Approbation des engagements visés à l'article L. 225-42-1 du Code de Commerce relatifs aux indemnités de rupture dans certains cas de cessation des fonctions de mandataire social de Monsieur Dominique FOND

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux Comptes, prend acte des conclusions de ce rapport et approuve les engagements visés à l'article L. 225-42-1 du Code de Commerce relatifs aux indemnités de rupture dans certains cas de cessation des fonctions de mandataire social de Monsieur Dominique FOND.

7 Septième résolution

Achat par la Société de ses propres actions

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Ordinaires, prend acte de ce que, à la date de sa réunion il n'a pas été fait usage de l'autorisation précédemment accordée par l'Assemblée Générale du 10 mai 2007 dans sa huitième résolution. Après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration elle décide d'y substituer l'autorisation ci après :

L'Assemblée Générale, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration, autorise ce dernier conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de Commerce, à procéder à l'achat par la Société de ses propres actions représentant jusqu'à 10 % du nombre des actions composant le capital social à tout moment de la mise en œuvre du programme

d'achat, ou jusqu'à 5 % de ce nombre s'il s'agit d'actions acquises 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.

L'Assemblée Générale décide que le Conseil pourra en conséquence, procéder ou faire procéder à des achats aux fins d'animation du marché secondaire ou liquidité de l'action, d'achat ou vente en fonction des situations de marché et plus généralement d'affectation aux pratiques de marché admises ou qui viendraient à être admises par l'Autorité des Marchés Financiers, d'annulation conformément à l'autorisation donnée par la présente Assemblée dans sa neuvième résolution, ou de remise d'actions à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opérations éventuelles de croissance externe.

L'Assemblée Générale fixe la période de validité de l'autorisation qu'elle consent à dix huit mois à compter du jour de la présente résolution.

L'Assemblée Générale fixe le prix maximum d'achat à 55 euros l'action, étant précisé qu'en cas d'opération sur le capital, notamment par incorporation de réserves et attribution d'actions gratuites, division ou regroupement des actions, le prix indiqué ci-dessus sera ajusté en conséquence par le Conseil d'Administration.

L'Assemblée Générale fixe le montant maximum des fonds que la Société pourra affecter à l'achat de ses propres actions dans le cadre de la présente autorisation à 152 978 980 euros.

L'Assemblée Générale décide que l'achat, la cession ou le transfert des actions pourront être effectués à tout moment y compris en période d'offre publique impliquant la Société, et par tous moyens, sur le marché, hors marché, de gré à gré ou par utilisation de mécanismes optionnels ou d'instruments dérivés ou de bons dans les conditions prévues par les Autorités de marché, éventuellement par un prestataire de service d'investissement au travers d'un contrat de liquidité conforme aux prescriptions de l'Autorité des Marchés Financiers.

L'Assemblée Générale donne tous pouvoirs au Conseil d'Administration, avec faculté de délégation, pour mettre en œuvre le programme d'achat d'actions, procéder aux achats, cessions, ajustements, passer tous actes, conclure tous accords, effectuer toutes formalités et déclarations, et généralement faire le nécessaire pour l'application de la présente résolution et l'exécution des décisions qu'il aura prises dans le cadre de l'autorisation consentie.

L'Assemblée Générale décide que la présente autorisation annule et remplace celle accordée au Conseil d'Administration par la huitième résolution de l'Assemblée Générale du 10 mai 2007.

8 Huitième résolution

Modification de l'article 7 des statuts énonçant le montant du capital social et le nombre d'actions

L'Assemblée Générale statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Extraordinaires, sur proposition du Conseil d'Administration, décide, afin de tenir compte de l'augmentation du nombre d'actions intervenue en 2007 consécutivement à l'exercice d'options de souscription autorisées par l'Assemblée Générale du 18 décembre 2001 et attribuées par le Conseil d'Administration du 11 décembre 2003, de modifier ainsi qu'il suit l'article 7 des statuts :

• Article 7

Le capital social de la Société est de 1 070 852,86 euros divisé en 27 814 360 actions de 0,0385 euro chacune, de même catégorie.

9 Neuvième résolution

Annulation par voie de réduction de capital des actions achevées par la Société

L'Assemblée Générale statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Extraordinaires, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration et du rapport spécial des Commissaires aux Comptes, autorise le Conseil d'Administration, conformément aux dispositions des articles L. 225-209 et suivants du Code de Commerce à annuler en une ou plusieurs fois, dans la limite de 10 % du capital de la Société par périodes de vingt quatre mois, tout ou partie des actions acquises dans le cadre de l'autorisation consentie dans la septième résolution, et à réduire le capital à due concurrence.

L'Assemblée Générale accorde cette autorisation pour une période de vingt-quatre mois et confère tous pouvoirs au Conseil d'Administration, avec faculté de délégation, pour réaliser l'opération, accomplir les formalités requises, imputer la différence entre la valeur comptable des actions annulées et leur montant nominal sur tous postes de réserves et primes, procéder à la modification corrélative des statuts et généralement faire le nécessaire.

10 Dixième résolution

Autorisation au Conseil d'Administration, d'une validité de trente huit mois, pour consentir des options de souscription aux actions de la Société sous la double limitation à 40 000 du nombre des options et à 2 200 000 euros primes comprises du montant maximum de l'émission d'actions nouvelles à cet effet

L'Assemblée Générale, après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration et du rapport spécial des Commissaires aux Comptes,

- autorise le Conseil d'Administration, dans le cadre des dispositions des articles L. 225-177 à L. 225-185 du Code de Commerce, à consentir en une ou plusieurs fois, au bénéfice de certains membres du personnel salarié et du personnel de direction et/ou man-

dataires sociaux de la Société et de certaines des sociétés qui lui sont liées au sens de ces dispositions, des options ouvrant droit à la souscription d'actions nouvelles Séchillenne-Sidec,

- confère cette autorisation au Conseil d'Administration pour une durée de trente huit mois à compter de ce jour,

- décide que les actions nouvelles qui seront émises en application de cette résolution à titre d'augmentation de capital le seront dans la limite d'une somme maximum de 2 200 000 euros, primes comprises, le montant total des options consenties ne devant pas donner droit à un nombre d'actions supérieur à 40 000 sous réserve des ajustements légaux,

- décide que le prix de souscription par les bénéficiaires sera déterminé le jour où les options seront consenties par le Conseil d'Administration dans le respect des dispositions légales relatives notamment aux périodes pendant lesquelles les options ne peuvent être consenties et sera égal à la moyenne arithmétique, arrondie à l'euro inférieur, des premiers cours cotés de l'action pendant les vingt séances de bourse précédant le jour où les options seront consenties,

- décide que ce prix ne pourra pas être modifié sauf en cas de réalisation d'opérations visées par l'article L. 225-181 du Code de Commerce, auquel cas le Conseil d'Administration devrait prendre les mesures nécessaires à la protection des bénéficiaires des options dans les conditions prévues à l'article L. 228-99 du même code,

- fixe le délai pendant lequel les options pourront être exercées par leurs bénéficiaires à sept ans à compter du jour où elles auront été consenties.

L'Assemblée Générale prend acte de ce que la présente autorisation emporte, au profit des bénéficiaires des options de souscription, renonciation expresse des actionnaires à leur droit préférentiel de souscription aux actions qui seront émises au fur et à mesure des levées d'options.

L'Assemblée Générale confère au Conseil d'Administration les pouvoirs nécessaires pour la mise en œuvre de la présente résolution et notamment pour :

- fixer les dates auxquelles seront consenties les options,
- fixer les conditions et modalités de leur attribution, l'imposition éventuelle de clauses de délai de conservation des titres résultant de l'exercice des options, la liste des bénéficiaires, le nombre d'actions auxquelles chacun d'eux pourra souscrire,
- fixer les périodes d'exercice des options.

L'Assemblée Générale autorise le Conseil d'Administration à accomplir ou faire accomplir tous actes et formalités pouvant découler de la mise en œuvre de la présente autorisation, modifier les statuts en conséquence des augmentations de capital effectuées pour son application, et généralement faire le nécessaire.

11 Onzième résolution

(Présentée par conformité aux dispositions légales et que le Conseil d'Administration recommande de ne pas adopter).

Autorisation au Conseil d'Administration d'augmenter le capital social dans les conditions prévues à l'article L. 443-5 du Code du Travail en application de l'article L. 225-129-6 du Code de Commerce

L'Assemblée Générale statuant aux conditions de quorum et de majorité des Assemblées Générales Extraordinaires après avoir pris connaissance du rapport du Conseil d'Administration et du rapport spécial des Commissaires aux Comptes,

Constatant que la participation des salariés de la Société et des sociétés liées au sens de l'article L. 225-180 du Code de Commerce, représente moins de 3 % du capital,

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-129-6 du Code de Commerce et de l'article L. 443-5 du Code du Travail,

Autorise le Conseil d'Administration à augmenter le capital social en une ou plusieurs opérations dans un délai maximum de 26 mois à compter du jour de la présente Assemblée, dans la limite de 250 000 euros, primes comprises par émissions d'actions destinées à être souscrites par les salariés de la Société et de certaines de ses entreprises liées au sens de l'article L. 225-180 du Code de Commerce, adhérents à un plan d'épargne d'entreprise et ayant au moins trois mois d'ancienneté. Le nombre d'actions nouvelles à émettre qui seront assimilées aux autres actions existantes, ne devra pas dépasser cinq mille.

La présente autorisation entraîne de plein droit pour le cas où il en serait fait usage, renonciation expresse des actionnaires à leur droit préférentiel au profit des salariés concernés.

L'Assemblée Générale décide, conformément aux dispositions de l'article L. 443-5 du Code du Travail que le prix de souscription ne pourra être supérieur à la moyenne des cours cotés aux vingt séances de bourse précédant le jour de la décision du Conseil fixant la date d'ouverture de la souscription, ni inférieur de plus de 20 % à cette moyenne.

L'Assemblée Générale décide également que dans le cas où les salariés n'auraient pas souscrit dans le délai imparti par le Conseil d'Administration, la totalité de l'augmentation de capital, celle-ci ne serait réalisée qu'à concurrence du montant des actions souscrites.

L'Assemblée Générale donne tout pouvoir au Conseil d'Administration pour fixer conformément aux dispositions ci-dessus les diverses modalités de l'opération.

12 Douzième résolution

Pouvoirs

Tous pouvoirs sont donnés au porteur d'une copie d'un extrait de procès-verbal de la présente Assemblée pour procéder à toutes les publications et formalités requises par la loi et les règlements.



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.

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 et engagements mais de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques et les modalités essentielles de ceux 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 et engagements 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.

CONVENTIONS ET ENGAGEMENTS AUTORISÉS AU COURS DE L'EXERCICE ET JUSQU'AU 11 MARS 2008

1. Avec la société CTG (Compagnie Thermique du Gol)

Administrateurs concernés :

Dominique FOND et Xavier LENCOU-BARÈME

Avenant à la convention d'assistance du 10 juin 2005 avec CTG

Au titre de cette convention d'assistance, votre société fournit à la société CTG son assistance dans les domaines administratifs, financiers et techniques. L'avenant à cette convention révisé, à compter du 18 novembre 2006, la rémunération des prestations de votre société. Le montant forfaitaire annuel à verser à votre société par la CTG s'élève, à compter de cette date, à 1 526 220 euros HT, soit 127 185 euros HT par mois, valeur 2005.

Cet avenant a été autorisé par le Conseil d'Administration du 26 mars 2007.

À ce titre, en 2007, votre société a comptabilisé un produit de 1 662 milliers d'euros.

2. Avec les sociétés EMS (Exploitation Maintenance Services), STP (Sud Thermique Production) et CTP (Caraïbes Thermique Production)

Administrateurs concernés :

Dominique FOND et Xavier LENCOU-BARÈME

Convention de compte courant et de trésorerie

Votre société a conclu avec les sociétés EMS, STP et CTP des conventions d'une durée d'un an renouvelable par tacite reconduction, qui permettent aux sociétés contractantes d'améliorer les conditions dans lesquelles elles peuvent assurer leur besoin de trésorerie ou utiliser leur excédent tout en réalisant un équilibre financier à l'intérieur du groupe.

Les comptes courants résultant de ces opérations sont rémunérés au taux EONIA avec une marge de 10 points de base appliquée en plus sur les situations débitrices et en moins sur les situations créditrices.

Les placements supérieurs à un mois, décidés par la filiale, sont rémunérés sur la base des taux de marché si les taux de marché des échéances supérieures à un mois sont supérieurs au taux du jour le jour.

Ces conventions de compte courant et de trésorerie entre votre société et les sociétés EMS, STP et CTP ont pris effet le 28 décembre 2007.

Elles ont été autorisées par le Conseil d'Administration du 14 décembre 2007.

À ce titre, votre société n'a constaté ni produit ni charge au cours de l'exercice 2007, les comptes courants n'ayant pas été mis en place.

3. Avec monsieur Dominique FOND Indemnité de départ

Au titre de ses fonctions de mandataire social, une indemnité forfaitaire serait versée, sauf en cas de faute lourde ou grave, dans le cas où le Conseil d'Administration le révoquerait ou ne le renouvellerait pas. Cette indemnité serait égale pour la période antérieure au 1^{er} avril 2002 à 24 mois de rémunération brute et, pour la période postérieure au 1^{er} avril 2002, s'ajouterait à ces 24 mois, un mois et demi de rémunération brute pour chaque année passée en tant que mandataire social à compter de cette date. Le montant total de l'indemnité de rupture ne pourra excéder un montant plafonné à 32 mois de salaire brut.

Cette convention avait été autorisée lorsque monsieur FOND était Directeur Général Délégué de votre société. Consécutivement à la nomination de monsieur FOND aux fonctions de Directeur Général puis de Président Directeur Général de votre société, elle a été confirmée et reconduite dans les mêmes termes lors des Conseils d'Administration du 29 mars 2006 et du 17 mai 2006.

Afin de se conformer aux dispositions introduites par la loi du 21 août 2007, dite loi « TEPA », reprises à l'article L. 225-42-1 du Code de Commerce, subordonnant les indemnités des dirigeants de sociétés cotées qui seraient éligibles à raison de la cessation de leurs fonctions de mandataire social au respect de conditions de performance, le Conseil d'Administration réuni le 11 mars 2008 a décidé :

- De mettre fin au dispositif d'indemnisation en cas de cessation des fonctions de mandataire social de Monsieur Dominique FOND, dans les circonstances exposées ci-dessus,
- D'y substituer un nouveau dispositif ne modifiant pas les cas d'éligibilité de l'indemnisation et son montant, mais en subordonnant le versement à la réalisation de conditions de performance, comme requis par l'article L. 225-42-1 du Code de Commerce,
- De fonder ces conditions sur la croissance cumulée de l'EBITDA sur les trois derniers exercices publiés précédant l'exercice de cessation des fonctions de mandataire social, l'EBITDA étant ainsi défini : résultat opérationnel consolidé augmenté des dotations aux amortissements sur les actifs corporels et incorporels, et des dotations aux provisions :
 - l'objectif de croissance cumulée de l'EBITDA est fixé à 50 % sur la période considérée,
 - le seuil de déclenchement du versement des indemnités (exprimées en nombre de mois de la rémunération brute moyenne incluant part fixe et part variable versée pendant les trois exercices considérés) est fixé à 70 % de l'objectif de progression de l'EBITDA,
 - à partir de ce seuil, le montant de l'indemnité à verser sera calculé de manière linéaire en fonction du taux de réalisation effectivement atteint.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice.

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 :

1. Avec monsieur Dominique FOND Indemnité de départ

Au titre de ses fonctions salariées de Directeur Finance, Administration et Développement, une indemnité forfaitaire est accordée dans le cadre de son contrat de travail sauf en cas de faute grave ou lourde, dans le cas où la Société viendrait à rompre, soit par licenciement, soit par mise à la retraite, son contrat de travail. Cette indemnité serait égale pour la période antérieure au 1^{er} avril 2002 à 24 mois de rémunération brute et, pour la période postérieure au 1^{er} avril 2002, s'ajouterait à ces 24 mois, un mois et demi de rémunération brute pour chaque année passée en tant que salarié à compter de cette date. Le montant total de l'indemnité de rupture ne pourra excéder un montant plafonné à 32 mois de salaire brut. Ce contrat prévoit en outre lors du départ ou de la mise en retraite, le versement en plus des indemnités légales, d'une indemnité complémentaire égale à 12 mois de salaire brut.

Régime de retraite supplémentaire

Les salariés cadres entrés dans la Société avant 1983, qui seront présents dans l'entreprise et seront âgés d'au moins 60 ans au moment du départ en retraite bénéficient d'un régime de retraite à prestations définies. Monsieur FOND entre dans cette catégorie.

Les prestations de retraite correspondantes seront égales à respectivement 60 % de la moyenne des trois dernières années de rémunérations (y compris bonus) pour la part de salaire inférieure à

3 fois le plafond annuel de la sécurité sociale et 50 % de la moyenne des trois dernières années de rémunérations (y compris bonus) pour la part de salaire comprise entre 3 et 12 fois le plafond annuel de la sécurité sociale, sous déduction des pensions provenant de l'ensemble des régimes obligatoires et des autres régimes de retraite supplémentaires.

À ce titre, en 2007, votre société a comptabilisé une charge de 360 467 euros.

2. Avec la société MBV

Convention de prestations de services et de conseil

Convention de prestations de services et de conseil au titre de laquelle la société MBV fournit à votre société, son assistance dans les domaines suivants : définition des orientations stratégiques de votre société, intermédiation dans la mise en œuvre d'une politique de développement par votre société, intermédiation auprès des différents organismes et acteurs du secteur de l'énergie, assistance en matière de reporting et de management.

La convention a été conclue pour une durée initiale de neuf mois à compter du 1^{er} octobre 2006, et pourra être renouvelée ensuite par tacite reconduction par périodes successives de douze mois sauf résiliation expresse moyennant un préavis de trois mois sans motif ni indemnité.

Les prestations de services sont facturées trimestriellement par la société MBV à votre société sur la base d'une somme forfaitaire de 60 000 euros pour la durée initiale, puis pour chaque période de reconduction sur douze mois..

Au cours de l'exercice 2007, une charge de 70 000 euros a été comptabilisée par votre société.

3. Conventions avec les sociétés de la Compagnie Thermique du Gol (CTG), la Compagnie Thermique du Moule (CTM), la Compagnie Thermique de Bois-Rouge (CTBR)

Convention d'intégration fiscale avec CTBR

Votre société et la société CTBR ont conclu une convention d'intégration fiscale dans le cadre du régime de groupe prévu aux articles 223 A et suivants du Code Général des Impôts.

Par cette option, votre société s'est rendue seule redevable de l'impôt sur les sociétés, des contributions additionnelles et de l'imposition forfaitaire annuelle dus par le groupe comprenant uniquement la société Compagnie Thermique du Bois-Rouge, dont le capital est détenu à plus de 95 %.

Au terme de cette convention d'intégration fiscale, le principe de la répartition des charges/produits d'impôt globalisés au sein du groupe est que la(e) charge/produit d'impôt supporté(e) par votre société sera identique à celle/celui dont elle aurait dû s'acquitter si elle n'avait pas été membre du groupe intégré.

Conventions de compte courant et de trésorerie avec les sociétés CTG, CTM et CTBR

Conventions conclues pour une durée d'un an, renouvelables par tacite reconduction, de centralisation des opérations de trésorerie entre votre société et les sociétés CTG, CTM et CTBR. Elles permettent aux sociétés contractantes d'améliorer les conditions dans lesquelles elles doivent assurer leur besoin de trésorerie ou peuvent utiliser leur excédent, tout en réalisant un équilibre financier à l'intérieur du groupe Séchillienne-Sidec.

Les comptes courants résultant de ces opérations sont rémunérés au taux EONIA avec une marge de 10 points de base appliquée en plus sur les situations débitrices et en moins sur les situations créditrices.

Au titre de ces conventions, les intérêts dus ou reçus par votre société au titre de l'exercice 2007 se sont élevés à (en euros) :

	Intérêts dus au titre de l'exercice 2007	Intérêts reçus au titre de l'exercice 2007
CTG	990 132	-
CTM	371 627	-
CTBR	627 088	-

Les placements supérieurs à un mois, décidés par la filiale, sont rémunérés sur la base des taux de marché si les taux de marché des échéances supérieures à un mois sont supérieurs au taux du jour le jour. Aucun placement de cette nature n'a été réalisé par les filiales durant l'exercice 2007.

Conventions d'assistance avec CTM et CTBR

Conventions d'assistance au titre desquelles votre société fournit aux sociétés CTM et CTBR son assistance dans les domaines administratifs, financiers et techniques.

Ces conventions ont été conclues rétroactivement à compter du 1^{er} janvier 2005 pour une durée initiale de quinze ans.

Pour l'exercice 2007, les sommes facturées par votre société au titre de cette assistance se sont élevées à (en euros) :

CTM	955 192
CTBR	1 536 032

Conventions de garantie avec CTG et CTM

Conventions de garantie aux termes desquelles votre société se substitue aux sociétés CTM et CTG, pour le financement et les conséquences qui découleraient de l'utilisation de gages espèces en faveur de G.I.E., dans le cadre de contrats de crédit-bail entre ces sociétés et ces G.I.E.

Les dépôts gages versés portent intérêts capitalisables et sont remboursables à la date de levée des options d'achats, sauf en cas d'exercice de la garantie par les G.I.E. qui conférerait la propriété des équipements à la société.

En contrepartie de cet engagement, votre société perçoit de la société CTG, une rémunération annuelle jusqu'à l'année où l'option d'achat pourrait être levée.

Les montants indiqués dans le tableau ci-dessous sont en euros :

Société	G.I.E.	Date levée option	Dépôt gage versé au 31/12/07	Intérêts capitalisés sur dépôt gagé en 2007	Rémunération reçue
CTM	Fleur de Canne	31/12/16	6 398 058	243 361	néant
CTG	Segabail	30/06/10	néant	néant	112 202

Convention de garanties d'achèvement et de remboursement données à Sogefinerg et Vaynilla Bail

Dans le cadre de la réalisation des unités CTBR 2 et CTG-B, votre société a respectivement consenti au GIE bancaire Sogefinerg et au GIE bancaire Vaynilla Bail qui assure le financement des installations, une garantie d'achèvement et de remboursement.

Concernant CTBR-2, seule la garantie de remboursement était toujours en vigueur en début d'exercice 2007. Celle-ci n'a pas eu d'effet et est arrivée à échéance sur l'exercice 2007.

Concernant CTG-B, les garanties données au GIE Vaynilla Bail sont arrivées à échéance sur l'exercice 2007 et une commission de 1 million d'euros a été facturée à CTG par votre société sur l'exercice.

4. Convention avec la Compagnie Thermique de Savannah (CTSAV)

Contrat de prestations de suivi de la construction et de l'exploitation

Dans le cadre de la construction de la centrale de la Compagnie Thermique de Savannah, votre société a conclu avec la société CTSAV un contrat de prestations de suivi de la construction et de l'exploitation.

- Au titre du suivi de la construction, votre société a facturé un montant de 200 550 euros sur l'exercice 2007.

- Au titre de l'exploitation de la centrale, votre société doit facturer un montant de 400 000 euros par an, et a facturé en 2007 un montant de 295 445 euros au prorata de la période d'exploitation de la centrale sur l'exercice.

Au cours de l'exercice 2007, votre société a facturé au total 495 995 euros au titre de ce contrat.

5. Convention avec la Compagnie Thermique du Sud (CTDS)

Contrat de prestations de suivi de la construction et de l'exploitation

Dans le cadre de la construction de la Centrale de la Compagnie Thermique du Sud, votre société a conclu avec CTDS un contrat de prestations de suivi de la construction et de l'exploitation.

Au titre du suivi de l'exploitation, votre société doit facturer un montant annuel égal à 4 % de la marge opérationnelle réalisée par la centrale.

Au cours de l'exercice 2007, votre société a facturé 276 920 euros au titre de ce contrat.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mazars & Guérard

Frédéric Allilaire
Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit

Emmanuelle Mossé

**RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES
SUR LA RÉDUCTION DU CAPITAL PAR ANNULATION
D' ACTIONS ACHETÉES
(ARTICLE L. 225-209 DU CODE DE COMMERCE)**

**ASSEMBLÉE GÉNÉRALE EXTRAORDINAIRE DU 15 MAI 2008
(9^{ÈME} RÉOLUTION)**

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de votre Société, et en exécution de la mission prévue à l'article L. 225-209, alinéa 7, du Code de Commerce en cas de réduction du capital par annulation d'actions achetées, nous avons établi le présent rapport destiné à vous faire connaître notre appréciation sur les causes et conditions de la réduction du capital envisagée.

Nous avons mis en oeuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux Comptes, relative à cette mission. Ces diligences conduisent à examiner si les causes et conditions de la réduction du capital envisagée sont régulières.

Cette opération s'inscrit dans le cadre de l'achat par votre Société, dans la limite de 10 % de son capital, de ses propres actions, dans les conditions prévues à l'article L. 225-209, du Code de Commerce. Cette autorisation d'achat est proposée par ailleurs à l'approbation de votre Assemblée Générale et serait donnée pour une période de 18 mois.

Votre conseil vous demande de lui déléguer, pour une période de 24 mois, au titre de la mise en oeuvre de l'autorisation d'achat par votre Société de ses propres actions, tous pouvoirs pour annuler, dans la limite de 10 % de son capital, par période de 24 mois, les actions ainsi achetées.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les causes et conditions de la réduction du capital envisagée, étant rappelé que celle-ci ne peut être réalisée que dans la mesure où votre Assemblée approuve au préalable l'opération d'achat, par votre Société, de ses propres actions.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mazars & Guérard

Frédéric Allilaire
Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit

Emmanuelle Mossé

**RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'OUVERTURE
D'OPTIONS DE SOUSCRIPTION D' ACTIONS AU BÉNÉFICE DE CERTAINS MEMBRES
DU PERSONNEL SALARIÉ ET DU PERSONNEL DE DIRECTION ET/OU MANDATAIRES
SOCIAUX DE LA SOCIÉTÉ ET DE CERTAINES SOCIÉTÉS QUI LUI SONT LIÉES**

**ASSEMBLÉE GÉNÉRALE EXTRAORDINAIRE DU 15 MAI 2008
(10^{ÈME} RÉOLUTION)**

Mesdames, Messieurs les actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de la société Séchilienne-Sidéc S.A. et en exécution de la mission prévue par les articles L. 225-177 et R. 225-144 du Code de Commerce, nous avons établi le présent rapport sur l'ouverture d'options de souscription d'actions au bénéfice de certains membres du personnel salarié et du personnel de direction et/ou mandataires sociaux de la Société et de certaines sociétés qui lui sont liées.

Il appartient au Conseil d'Administration d'établir un rapport sur les motifs de l'ouverture des options de souscription d'actions ainsi que sur les modalités proposées pour la fixation du prix de souscription. Il nous appartient de donner notre avis sur les modalités proposées pour la fixation du prix de souscription.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie Nationale des Commissaires aux Comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier que les modalités proposées pour la fixation du prix de souscription sont mentionnées dans le rapport du Conseil d'Administration, qu'elles sont conformes aux dispositions prévues par les textes, de nature à éclairer les actionnaires et qu'elles n'apparaissent pas manifestement inappropriées.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités proposées.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mazars & Guérard

Frédéric Allilaire
Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit

Emmanuelle Mossé

**RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES
SUR L'AUGMENTATION DU CAPITAL AVEC SUPPRESSION DU DROIT
PRÉFÉRENTIEL DE SOUSCRIPTION RÉSERVÉE AUX SALARIÉS
ADHÉRENTS À UN PLAN D'ÉPARGNE D'ENTREPRISE**

**ASSEMBLÉE GÉNÉRALE EXTRAORDINAIRE DU 15 MAI 2008
(11^{ÈME} RÉOLUTION)**

Mesdames, Messieurs les Actionnaires,

En notre qualité de Commissaires aux Comptes de votre Société et en exécution de la mission prévue par les articles L. 225-135 et suivants du Code de Commerce, nous vous présentons notre rapport sur la proposition de délégation au Conseil d'Administration de la compétence de décider une augmentation de capital, en une ou plusieurs fois, par l'émission d'actions ordinaires avec suppression du droit préférentiel de souscription, réservée aux salariés de votre Société et de certaines de ses entreprises liées au sens de l'article L. 225-180 du Code de Commerce, adhérents à un plan d'épargne d'entreprise, opération sur laquelle vous êtes appelés à vous prononcer. Le montant maximum des augmentations de capital susceptibles d'être réalisées s'élève à 250 000 euros, primes comprises, étant précisé que le nombre d'actions nouvelles à émettre ne devra pas être supérieur à 5 000.

Cette augmentation de capital est soumise à votre approbation en application des dispositions des articles L. 225-129-6 du Code de Commerce et L. 443-5 du Code du Travail.

Votre Conseil d'Administration vous propose, sur la base de son rapport, de lui déléguer pour une durée de 26 mois la compétence pour décider une ou plusieurs augmentations de capital et de renoncer à votre droit préférentiel de souscription. Le cas échéant, il lui appartiendra de fixer les conditions définitives d'émission de cette opération.

Il appartient à votre Conseil d'Administration d'établir un rapport conformément aux articles R. 225-113 et R. 225-114 du Code de Commerce. Il nous appartient de donner notre avis sur la sincérité des informations chiffrées tirées des comptes, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription et sur certaines autres informations concernant l'émission, données dans ce rapport.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimées nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux Comptes, relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier le contenu du rapport du Conseil d'Administration relatif à cette opération et les modalités de détermination du prix d'émission.

Sous réserve de l'examen ultérieur des conditions des augmentations de capital qui seraient décidées, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les modalités de détermination du prix d'émission données dans le rapport du Conseil d'Administration.

Le montant du prix d'émission n'étant pas fixé, nous n'exprimons pas d'avis sur les conditions définitives dans lesquelles les augmentations de capital seraient réalisées et, par voie de conséquence, sur la proposition de suppression du droit préférentiel de souscription qui vous est faite.

Conformément à l'article R. 225-116 du Code de Commerce, nous établirons un rapport complémentaire, le cas échéant, lors de l'usage de cette autorisation par votre Conseil d'Administration.

Courbevoie et Paris-La Défense, le 23 avril 2008

LES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Mazars & Guérard
Frédéric Allilaire
Philippe Strohm

ERNST & YOUNG Audit
Emmanuelle Mossé

ATTESTATION

J'atteste, à ma connaissance, que les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion figurant de la page 37 à la page 69 et les informations figurant aux pages 26 à 29 et à la page 35, présentent un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées.

Dominique FOND
Président Directeur Général
de Séchilienne-Sidec

NOTES

A series of horizontal dotted lines for writing notes.

NOTES

A series of horizontal dotted lines for writing notes.



EUROPE

Développement de projets photovoltaïques en France, Italie et Espagne. Renforcement des capacités éoliennes en France.

20,5 MW exploités fin 2007.



CARAÏBES

25 % de l'électricité consommée à la Guadeloupe.

20 % de la puissance installée à la Martinique.

Une capacité de **104 MW** installée fin 2007.

OCÉAN INDIEN

60 % de l'électricité consommée à la Réunion.

40 % de l'électricité consommée à l'Île Maurice.

Une capacité de **427 MW** installée fin 2007.



Photovoltaïque



Eolien



Thermique