

GDF SUEZ

COMPTES CONSOLIDÉS **2008**

REDÉCOUVRONS L'ÉNERGIE

# SOMMAIRE

	PAGE
<b>I</b> RAPPORT D'ACTIVITÉ	3
<b>II</b> SECTION PRO FORMA	25
<b>III</b> ÉTATS FINANCIERS	37
<b>IV</b> NOTES AUX COMPTES	45

# RAPPORT D'ACTIVITÉ <sup>(1)</sup>

	PAGE		PAGE
<b>I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS</b>	<b>4</b>	<b>I.4 RÉCONCILIATION AVEC LE COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ</b>	<b>17</b>
<b>I.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE</b>	<b>7</b>	<b>I.5 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET</b>	<b>18</b>
I.2.1 Branche Énergie France	7	I.5.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle et impôt décaissé	18
I.2.2 Branche Énergie Europe et International	9	I.5.2 Variation du besoin en fonds de roulement	18
I.2.2.1 Chiffres clés	9	I.5.3 Investissements nets	19
I.2.2.2 Division Benelux / Allemagne	9	I.5.4 Rachat d'actions et dividendes	19
I.2.2.3 Division Autres Europe	10	I.5.5 Endettement au 31 décembre 2008	20
I.2.2.4 Division International	10		
I.2.3 Branche Global Gaz et GNL	11	<b>I.6 AUTRES POSTES DU BILAN</b>	<b>21</b>
I.2.4 Branche Infrastructures	12		
I.2.5 Branche Services à l'Énergie	13	<b>I.7 COMPTES SOCIAUX</b>	<b>22</b>
I.2.6 SUEZ Environnement	14		
I.2.7 Autres	15		
<b>I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>16</b>	<b>I.8 PERSPECTIVES 2009</b>	<b>23</b>

(1) Toutes les données sont établies sur base des comptes en normes IFRS sauf indication contraire.

## RAPPORT D'ACTIVITÉ

### I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Le présent rapport d'activité est établi, pour les données relatives au compte de résultat et aux flux de trésorerie, sur la base des informations financières pro forma non auditées, pour les exercices clos le 31 décembre 2007 et le 31 décembre 2008, établis comme si la fusion entre Gaz de France et Suez était intervenue respectivement le 1<sup>er</sup> janvier 2007 et le 1<sup>er</sup> janvier 2008. Les informations pro forma et leurs règles d'établissement sont présentées dans l'annexe 20.4 du Document de référence 2008.

Les principaux éléments de réconciliation entre les informations financières pro forma et les comptes consolidés publiés, sont rappelés dans la section 4 du présent rapport.

L'exercice 2008 est marqué par la poursuite de la croissance des performances du Groupe. La progression de l'EBITDA (+ 10,7%) est supérieure aux objectifs de performance que s'était fixé le Groupe pour l'année 2008. La progression du résultat opérationnel courant atteint 9,4%. La croissance organique de ces indicateurs est plus favorable encore puisqu'elle s'établit à respectivement + 12,5% et + 12,6%.

Le résultat net pro forma part du Groupe s'élève à 6 504 millions d'euros (y compris effet des remèdes), niveau particulièrement

élevé qui reflète la performance opérationnelle du Groupe, mais aussi les importantes plus-values sur les cessions requises par la Commission Européenne dans le cadre de la fusion.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle pro forma se monte à 13 287 millions d'euros, en progression de 6,7% par rapport à 2007. Les investissements nets réalisés en 2008 s'élèvent à 11,8 milliards d'euros. Après paiement de 5,1 milliards d'euros de dividendes et 1,7 milliard d'euros consacrés au programme de rachat d'actions, l'endettement financier net à fin décembre 2008 s'établit en conséquence à 28,9 milliards d'euros, et représente 46% des capitaux propres.

Considérant les performances réalisées et les perspectives du Groupe, le Conseil d'Administration a décidé le 4 mars 2009 la distribution en 2009 d'un dividende de 1,40 euro par action (+ 11,1% par rapport à 2007) et sur lequel un acompte de 0,80 euro par action a été versé le 27 novembre 2008. Lors de cette même séance, le Conseil d'Administration a décidé la distribution d'un dividende exceptionnel de 0,80 euro par action.

## I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	83 053	71 228	16,6%
EBITDA	13 886	12 539	10,7%
Amortissement du PPA (*)	(479)	(662)	
Dotations aux amortissements et aux provisions	(4 406)	(3 695)	
Charges nettes sur concessions	(241)	(235)	
Paievements en actions	(199)	(123)	
Résultat opérationnel courant	8 561	7 824	9,4%

(\*) Purchase Price Allocation, évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de Gaz de France acquis dans le cadre de la fusion (cf. annexe 20.4 du Document de référence)

Le Groupe a connu en 2008 une croissance soutenue de son activité, le **chiffre d'affaires** augmentant de 11 825 millions d'euros pour s'établir à 83 053 millions d'euros, soit une progression brute de 16,6% par rapport à 2007 et une croissance organique de + 17,5%. Cette progression témoigne de la pertinence et de la robustesse du modèle de développement de GDF SUEZ. Toutes les branches et toutes les zones géographiques contribuent positivement à cette performance, qui résulte principalement :

- de la poursuite d'un développement en Europe comme à l'international, dans le gaz et l'électricité ;

- d'un contexte de prix de marché des énergies élevés et volatils sur l'année 2008 ;
- d'un développement commercial soutenu sur les activités de services à l'énergie ;
- de la poursuite des investissements dans les infrastructures ;
- de la croissance des activités de SUEZ Environnement.

I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

La progression brute du chiffre d'affaires s'établit à + 11 825 millions d'euros. Cette croissance résulte des éléments suivants :

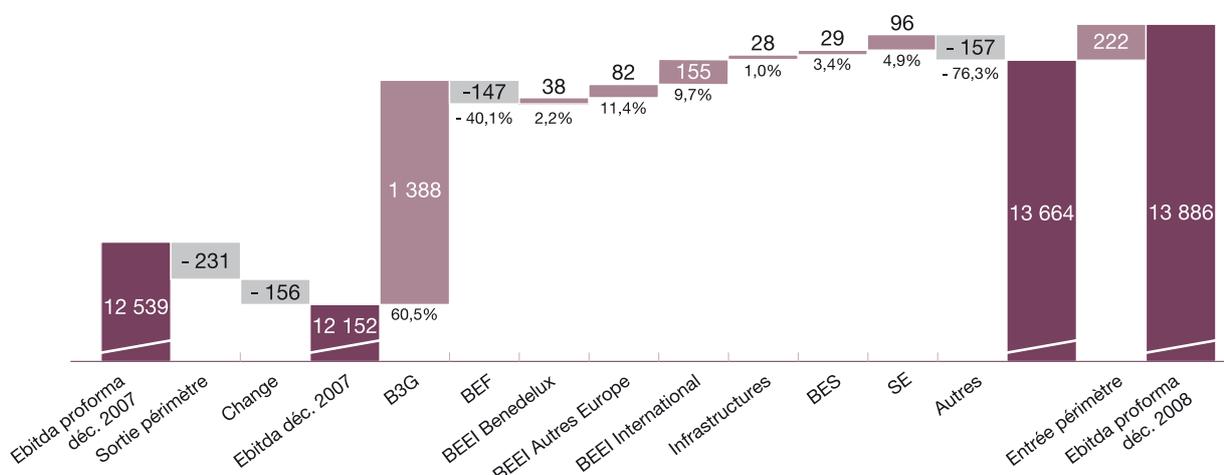
- une croissance organique de + 12 074 millions d'euros ;
- des effets de périmètre positifs de + 747 millions d'euros dont :
  - des effets d'entrées (+ 1 775 millions d'euros) principalement sur Énergie Europe & International + 1 111 millions d'euros (acquisition de Teesside, changement de méthode de comptabilisation des activités de commercialisation d'Italcogim Énergie en Italie et acquisition de la société de négoce en électricité Elettrogreen en Italie), SUEZ Environnement + 337 millions d'euros et Services à l'Énergie + 319 millions d'euros (acquisition de six centrales de cogénération en Italie de 370 MW),
  - des effets de sorties (- 1 027 millions d'euros) concernant essentiellement SUEZ Environnement -388 millions d'euros (majoritairement cession d'Applus en 2007), Énergie Europe & International -377 millions d'euros (mise en équivalence de Gasag à compter du 1er janvier 2008, cession de Calidda au Pérou et de Chehalis aux États-Unis) et Services à l'Énergie - 262 millions d'euros (cession de Cofathec ADF en France en 2008) ;
- effets de change (- 997 millions d'euros dont -364 millions sur l'USD et - 515 millions d'euros sur le GBP), notamment au sein de Énergie Europe & International (- 623 millions d'euros) et de SUEZ Environnement (- 254 millions d'euros).

Le Groupe réalise 92% de son chiffre d'affaires en Europe et Amérique du Nord, dont 86% en Europe.

Chacune des branches contribue de manière significative à la croissance organique :

- la branche Énergie France (+ 16,3%) bénéficie de la croissance des prix des énergies et de conditions climatiques plus favorables qu'en 2007 ;
- la branche Énergie Europe & International (+ 21,6%) profite du contexte de hausse des prix de l'énergie sur ses différents marchés, du dynamisme commercial du Groupe sur toutes ses zones de développement à l'international ainsi que du développement des capacités de production d'électricité ;
- la branche Global Gaz et GNL (+ 35,7%) bénéficie de la croissance de la production de l'activité Exploration & Production, du niveau soutenu des opérations d'arbitrage GNL et de la croissance des ventes de gaz naturel ainsi que de la forte hausse des prix moyens des hydrocarbures ;
- la branche Infrastructures (+ 34,5%) enregistre un développement des ventes pour le compte de tiers dans un contexte climatique plus favorable qu'en 2007 ;
- la branche Énergie Services (+ 8,8%) profite d'une croissance positive sur tous ses marchés avec une progression particulièrement soutenue en France, en Italie ainsi que dans toutes les divisions de Tractebel Engineering ;
- la branche Environnement (+ 5,6%) affiche une croissance organique soutenue, en ligne avec sa guidance 2008.

L'EBITDA progresse de + 10,7% pour s'établir à 13 886 millions d'euros. Hors effet de périmètre et de change, sa croissance s'établit à + 12,5%.



### I.1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Les effets de périmètre ont un impact négatif de 9 millions d'euros. Les entrées au périmètre contribuent à hauteur de 222 millions d'euros à l'EBITDA, avec notamment la consolidation de Teesside au Royaume-Uni et de Ponte de Pedra au Brésil au cours de l'exercice 2008. Les sorties de périmètre représentent 231 millions d'euros et concernent essentiellement le changement de méthode de consolidation de Gasag en 2008 à la division Benelux-Allemagne et l'indemnisation perçue en 2007 concernant le contrat Snohvit dans la branche Énergie Services.

Les impacts de change défavorables (- 156 millions d'euros) sont principalement liés au recul du dollar US et de la Livre Sterling.

La croissance organique de l'EBITDA (+ 12,5%) a été particulièrement favorisée par les prix de l'énergie en 2008.

- La branche Énergie France (- 40,1%) bénéficie des prix de marché favorables pour son activité production d'électricité, mais a été fortement pénalisée par la non-répercussion complète des coûts de fourniture du gaz naturel dans les tarifs réglementés en France ;
- la branche Énergie Europe et International (+ 6,8%) a bénéficié des conditions de marché, en particulier au sein de la division International, dont les activités GNL en Amérique du Nord et Electricité au Brésil ont été les principaux contributeurs à la croissance. La division Europe bénéficie aussi de l'effet année pleine de la mise en service d'unités électriques en Italie ;
- la branche Global Gaz & GNL (+ 60,5%) a été le principal bénéficiaire du contexte énergétique favorable dans le cadre de ses activités Exploration-Production et GNL. L'EBITDA de la branche a aussi été favorisé par l'augmentation des volumes de la production de l'activité Exploration-Production et des ventes de gaz ;
- la branche Infrastructures (+ 1,0%) est favorisée par les hausses tarifaires de ses activités Distribution et Stockage, par l'augmentation des capacités commercialisées en transport et en stockage, et par un contexte climatique plus favorable. A contrario, 2007 avait bénéficié d'effets positifs non récurrents ;
- la branche Énergie Services (+ 3,4%) profite de la croissance de l'activité et de la poursuite des améliorations opérationnelles de la plupart des business units ;
- la branche Environnement (+ 4,9%) affiche une croissance positive sur ses différentes activités. L'international et l'eau en Europe sont particulièrement favorisés, tirés par des effets prix positifs et une progression des volumes. Le segment propriété Europe conserve une progression, mais est affecté par le ralentissement économique et la chute des cours des métaux sur les activités de recyclage.

**Le résultat opérationnel courant progresse de + 9,4%** pour s'établir à 8 561 millions d'euros. Hors effet de périmètre et de change, la croissance organique s'élève à + 12,6%. Elle résulte pour l'essentiel des éléments opérationnels ayant un impact sur l'EBITDA. Cette croissance est partiellement limitée par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions liées en particulier aux mises en service de nouvelles installations, à l'augmentation nette des dépréciations de créances clients, ainsi que par l'augmentation des charges liées aux attributions d'actions aux salariés. La croissance du résultat opérationnel courant est aussi pénalisée par des éléments à caractère non récurrent, notamment une reprise de provision intervenue en 2007 sur la branche Énergie Europe & International.

## I.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

### I.2.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

#### Indicateurs financiers

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 457	12 368	16,9%
EBITDA (a)	246	368	- 33,1%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(153)	(170)	
Charges nettes sur stock-option (c)	(1)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C</b>	<b>92</b>	<b>198</b>	<b>- 53,6%</b>

#### Volumes vendus par la Branche

En TWh	2008	2007	Variation en %
Ventes de gaz	294	289	+ 2%
Ventes d'électricité	31,8	28,4	+ 12%

#### Correction climatique France

En TWh	2008	2007	Variation
Volume de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	+ 0,4	- 14,2	14,6 TWh

En 2008, le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie France s'élève à 14 457 millions d'euros, en progression de + 16,9% par rapport à 2007.

La croissance du chiffre d'affaires à climat moyen sur la période s'élève à 12 %.

Cette évolution résulte pour l'essentiel (75%) de la croissance des prix des énergies, en lien avec la très forte hausse des coûts d'approvisionnement.

La progression des volumes vendus, du fait notamment d'un climat en 2008 proche de la référence moyenne, contribue à hauteur d'environ 20% à l'évolution du chiffre d'affaires de la branche.

Le solde provient d'entrées de périmètre, associées au développement du Groupe dans l'éolien et les services à l'habitat.

Sur ce dernier segment d'activité GDF SUEZ a accéléré son développement en 2008 ; le Groupe pèse ainsi dorénavant environ 10% du marché français des solutions photovoltaïques en habitat individuel.

Les ventes de gaz naturel s'établissent à 294 TWh en croissance de + 1,6% par rapport à 2007. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 95% sur le marché des particuliers et d'environ 85% sur le marché d'affaires ouverts à la concurrence depuis respectivement 2007 et 2004.

Les ventes d'électricité atteignent 32 TWh et progressent de + 12 %. Ces ventes connaissent une évolution contrastée selon les segments de clientèle : une croissance sur les marchés des particuliers et de gros ; un retrait pour les clients industriels du fait de conditions de prix difficiles. Depuis l'ouverture des marchés pour

les particuliers, le Groupe a conquis près de 600 000 nouveaux clients, soit presque 400 000 nouveaux clients par rapport à fin 2007. La production d'électricité est en progression annuelle de + 6% par l'effet combiné des deux éléments suivants :

- amélioration de la production des centrales hydrauliques et du cycle combiné gaz DK6 à Dunkerque ;
- croissance de la production éolienne, organique ou par intégration des sociétés acquises en 2007 et 2008 (Compagnie du Vent, Eole Génération, Erelia, Great et Éolienne de la Haute-Lys).

L'EBITDA est en recul de - 122 millions d'euros du fait de l'insuffisance des hausses de tarif gaz de distribution publique. Le retard de recettes s'accroît ainsi de 679 millions d'euros, portant le cumul historique à 1 606 millions d'euros au 31 décembre 2008. La non-application de la hausse matière de 8,6% au 1<sup>er</sup> octobre a largement contribué aux 442 millions d'euros de retard de recettes sur le dernier trimestre.

Cet élément n'a été qu'en partie compensé par les résultats des activités électriques, surtout pour la partie hydraulique avec la CNR,

qui ont fortement bénéficié de la hausse des prix des énergies et, dans une moindre mesure, de l'accroissement des volumes vendus. L'hydraulicité a été plus favorable qu'en 2007.

Le résultat opérationnel courant est en recul de - 106 millions d'euros. La diminution de la charge d'amortissement 2008 de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion (diminution résultant des moindres avantages économiques générés par les activités de distribution publique) est venue plus que compenser l'augmentation des dotations aux amortissements (périmètres et mises en service) et des provisions clients gaz et électricité.

De nouvelles versions du logiciel de gestion de la clientèle des particuliers «Symphonie» ont été déployées en 2008. Elles ont permis d'améliorer le fonctionnement général de l'application et des processus clientèle, proposer de nouvelles offres comme «DolceVita deux énergies nature» (électricité verte et gaz compensé carbone) et d'offrir aux clients de nouvelles fonctionnalités notamment autour d'internet comme la facture électronique.

## Évolution des tarifs

### Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique (DP) décidées en 2007 et 2008.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2008	
1 <sup>er</sup> janvier	1,73 euros par MWh
30 avril	2,64 euros par MWh
15 août	2,37 euros par MWh
1 <sup>er</sup> octobre	- euros par MWh

Il n'y a pas eu de modification des tarifs de DP en 2007.

### Tarifs à souscription

Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours euro/dollar et le prix d'un panier de produits pétroliers.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2007	
1 <sup>er</sup> janvier	- 2,85 euros par MWh
1 <sup>er</sup> avril	- 1,63 euros par MWh
1 <sup>er</sup> juillet	1,72 euros par MWh
1 <sup>er</sup> octobre	2,11 euros par MWh
2008	
1 <sup>er</sup> janvier	2,90 euros par MWh
1 <sup>er</sup> avril	2,22 euros par MWh
1 <sup>er</sup> juillet	3,91 euros par MWh
1 <sup>er</sup> octobre	4,00 euros par MWh

## I.2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE ET INTERNATIONAL

### I.2.2.1 Chiffres clés

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008				2007				Variation brute en %
	Benelux / Allemagne	Europe	International	Total	Benelux / Allemagne	Europe	International	Total	
Chiffre d'affaires	14 156	8 749	7 623	30 528	11 907	6 609	6 682	25 198	21,2%
EBITDA (a)	1 752	844	1 799	4 395	1 796	709	1 673	4 178	5,2%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(553)	(331)	(394)	(1 277)	(311)	(253)	(381)	(945)	
Charges nettes sur concessions/stock-option (c)	(12)	(1)	(8)	(21)	(9)		(6)	(15)	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C</b>	<b>1 187</b>	<b>513</b>	<b>1 397</b>	<b>3 096</b>	<b>1 477</b>	<b>456</b>	<b>1 286</b>	<b>3 218</b>	<b>- 3,8%</b>

### I.2.2.2 Division Benelux / Allemagne

En 2008, le **chiffre d'affaires** de la division Benelux-Allemagne s'établit à 14 156 millions d'euros, en progression brute de + 18,9% par rapport à 2007 et de + 22,2% en organique.

L'effet de périmètre (- 317 millions d'euros) concerne le changement de méthode de consolidation de Gasag, filiale de distribution de gaz en Allemagne, qui est mise en équivalence depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008 (intégration proportionnelle précédemment).

Les **ventes d'électricité** réalisées sur la zone s'élèvent à 9 632 millions d'euros à fin 2008 contre 8 109 millions d'euros à fin 2007, en croissance organique de + 18,8%.

En Belgique et au Luxembourg (Belux) les ventes d'électricité progressent de + 16,9% par rapport à 2007 et reflètent l'évolution des prix de marché de l'électricité, fortement influencés par la hausse des prix des combustibles fossiles. Les prix de vente en Belgique reflètent également la hausse des tarifs de transport et de distribution.

Les volumes vendus au Belux sont en baisse de 4% (74,1 TWh en 2008 contre 77,2 TWh en 2007) sous l'effet notamment de la baisse des ventes aux distributeurs en Belgique et des effets du ralentissement économique observé sur le dernier trimestre 2008.

Les ventes d'électricité aux Pays-Bas et en Allemagne progressent de 21,3% par rapport à 2007 tant sous l'effet de l'évolution des prix que grâce à l'augmentation des volumes vendus notamment aux Pays-Bas (+ 4,8% avec 23,3 TWh vendus en 2008).

Les **ventes de gaz** s'élèvent à 3 414 millions d'euros à fin 2008 contre 2 764 millions d'euros à fin 2007, en croissance organique de + 23,5% et bénéficient principalement de l'évolution du prix du gaz et de conditions climatiques plus favorables qu'en 2007. Les volumes vendus sont néanmoins en baisse sur la zone (- 1,6 TWh soit - 2,1%) principalement sur les ventes aux clients industriels

aux Pays-Bas alors que les volumes vendus en Belgique et en Allemagne sont en progression par rapport à 2007.

L'**EBITDA** de la division Benelux-Allemagne s'établit à 1 752 millions d'euros. Il présente une croissance organique de 2,2% par rapport à 2007. En données brutes, l'EBITDA affiche un recul de 2,5% par rapport à 2007, la variation brute ayant été pénalisée par le changement de méthode de consolidation de Gasag.

La disponibilité des centrales est en baisse par rapport à 2007, conséquence d'un programme d'arrêts de production plus importants, auquel s'ajoutent des arrêts non prévus en augmentation. De ce fait, la production des centrales a reculé de 5 TWh.

Compte tenu de la politique de couverture d'Electrabel sur un horizon glissant de 3 ans et d'une répercussion progressive des prix de marché dans le prix moyen, les prix de l'électricité ont poursuivi sur 2008 leur mouvement haussier.

La progression des marges a toutefois été limitée par l'augmentation des prix des combustibles et des certificats de CO<sub>2</sub> pour les unités au charbon et gaz.

Le **résultat opérationnel courant** de la division Benelux-Allemagne s'établit à 1 187 millions d'euros, en décroissance organique de 15,8%, pénalisée par une reprise de provision intervenue en 2007 chez Electrabel consécutive à la révision des modalités de constitution de la provision pour aval du cycle nucléaire, suivant la décision du Comité de Suivi de mars 2007. La prochaine mise à jour des hypothèses en matière de traitement de l'aval et de démantèlement devrait intervenir en 2010. Cette décroissance est aussi accentuée par des provisions sur créances clients en augmentation par rapport à 2007 et par une augmentation des amortissements pour le parc de production.

### I.2.2.3 Division Autres Europe

En 2008, le chiffre d'affaires contributif au Groupe de la Division Europe s'établit à 8 749 millions d'euros, en progression brute de + 32,4% par rapport à 2007.

Cette progression bénéficie d'effets de périmètre, au Royaume-Uni avec l'acquisition de la centrale à cycle combiné gaz de Teesside, en Italie avec l'acquisition de la société de commercialisation et d'optimisation Elettrogreen ainsi que la montée au capital d'Italcogim Énergie, intégrée globalement à partir du dernier trimestre 2007.

La forte croissance organique du chiffre d'affaires de la Division (+ 23,8 %) s'explique par :

- la hausse des prix de marché sur l'ensemble de la zone, effet tempéré en partie par des répercussions incomplètes des coûts de fourniture de gaz dans les pays où perdure un système de tarifs réglementés ;
- un développement des capacités de production électriques installées en Italie, 800 MW mis en service en 2007 ;
- une croissance significative de la production électrique en Espagne, du fait de conditions climatiques, hydrauliques et de marché favorables au Groupe (+ 3,2 TWh).

L'EBITDA 2008 de la Division Europe s'établit à 844 millions d'euros, et présente une croissance brute de + 19,1%. La croissance organique s'élève à + 11,4% et s'explique essentiellement par les effets positifs suivants :

- les filiales italiennes sont les principales contributrices à la croissance organique de la Division profitant pour les activités électriques de l'effet année pleine des mises en service et des bonnes performances sur le marché des services ancillaires, et dans une moindre mesure de tarifs de commercialisation plus favorables qu'en 2007 ;
- en Espagne, les conditions climatiques favorables ont permis d'augmenter la production des centrales, cette croissance se trouve néanmoins compensée par des coûts de CO<sub>2</sub> plus importants en 2008 ;
- en Europe de l'Est, l'EBITDA connaît une légère décroissance. Les activités électriques en Pologne bénéficient d'un contexte de prix favorable compensés par les moindres ventes de CO<sub>2</sub>. Sur les activités gazières, notamment en Roumanie et Slovaquie, la performance est contenue par un contexte tarifaire tendu et les répercussions incomplètes des coûts de fourniture de gaz.

Le résultat opérationnel courant de la Division Europe après amortissement de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion s'établit à 513 millions d'euros, en croissance organique de 8,1% soit + 38 millions d'euros. Sa dynamique opérationnelle repose sur les facteurs explicatifs de l'EBITDA compensés par la réévaluation de durée de vie des actifs sur SPP en 2007 et l'effet année pleine des mises en service italiennes.

### I.2.2.4 Division International

En 2008, le chiffre d'affaires de la Division International s'établit à 7 623 millions d'euros, en progression brute de + 14,1 % par rapport à 2007 et en croissance organique de + 18,4%.

La croissance organique reflète le dynamisme commercial du Groupe sur toutes ses zones de développement à l'international, dans un contexte de forte croissance de la demande d'énergie et de hausse des prix.

Plus précisément, la croissance organique de l'activité provient de :

- l'Amérique du Nord (+ 638 millions d'euros), principalement grâce aux développements des ventes directes d'énergie aux clients industriels et commerciaux (+ 319 millions d'euros), des ventes sur le marché de gros (+ 125 millions d'euros), reflétant principalement des prix plus élevés ainsi qu'à la croissance de l'activité GNL ayant bénéficié d'un fort effet prix (+ 85 millions d'euros) ;
- l'Asie/Moyen-Orient (+ 183 millions d'euros) grâce à l'accroissement des ventes en Turquie (+ 111 millions d'euros), à l'augmentation des prix en Thaïlande (+ 36 millions d'euros) et au développement du Groupe dans les pays du Golfe, la centrale de Sohar ayant contribué pour la première fois en année pleine en 2008 ;
- l'Amérique Latine (+ 329 millions d'euros). L'accroissement des ventes d'électricité au Brésil (+ 88 millions d'euros) reflète à la fois une augmentation des prix des contrats bilatéraux et un accroissement des ventes sur le marché «spot» où Tractebel Energia bénéficie de sa stratégie d'allocation de l'énergie assurée et de prix particulièrement élevés au 1<sup>er</sup> trimestre. L'augmentation des ventes au Pérou (+ 95 millions d'euros) et au Chili (+ 132 millions d'euros) s'explique principalement par des effets prix positifs tandis que le Panama (+ 13 millions d'euros) bénéficie de la mise en service de nouvelles capacités (centrale de Balboa en août 2008).

L'EBITDA, hors effets négatifs de change pour - 68 millions d'euros (sur le dollar US essentiellement) et hors effets de périmètre pour +38 millions d'euros (notamment liés aux acquisitions de Ponte de Pedra au Brésil et Senoko à Singapour), affiche une croissance organique de + 9,7% soit +155 millions d'euros :

- l'Amérique Latine est le premier contributeur à cette croissance organique (+ 14,7%), grâce à la progression soutenue des activités «Electricité» au Brésil (+ 12,7%) qui, par sa stratégie d'allocation de l'énergie assurée, a pu bénéficier de ventes sur le marché « spot » à des prix significativement élevés au premier trimestre 2008. Les activités « Electricité » au Pérou sont en forte progression (+ 26,4%) notamment avec la mise en service de la centrale «OCP2» en juillet 2007 (174 MW). Les activités «Electricité» au Chili affichent une croissance significative (+ 80%) dans un contexte de forte hausse des prix de vente d'électricité sur le marché ;
- l'Amérique du Nord affiche une croissance organique de + 11,6%, tirée par GDF SUEZ LNG North America (+ 47,7%) avec une hausse des marges après couvertures ;

- la zone Asie/Moyen-Orient affiche une décroissance organique de l'EBITDA de - 5,5%, principalement liée aux moindres performances de la Thaïlande (- 21,7%) notamment affectée par la hausse des prix du fuel qui n'a pas été complètement répercutée dans les tarifs.

**Le résultat opérationnel courant** de la Division International s'élève à 1 397 millions d'euros, soit une croissance brute de 8,6%. La croissance organique, hors effets de change et de périmètre pour un total de - 30 millions d'euros, s'établit à 11,4% (soit + 141 millions d'euros) en raison principalement de la forte hausse de l'EBITDA.

### I.2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ ET GNL

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	22 394	17 284	29,6%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	10 827	8 096	33,7%
EBITDA (a)	3 715	2 344	58,4%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(1 363)	(1 155)	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B</b>	<b>2 352</b>	<b>1 189</b>	<b>97,7%</b>

En 2008, le **chiffre d'affaires** contributif de la Branche Global Gaz et GNL s'élève à 10 827 millions d'euros, en croissance brute de + 33,7% par rapport à 2007.

Le chiffre d'affaires total de la Branche Global Gaz et GNL, y compris prestations intragroupes, s'élève à 22 394 millions d'euros, en progression de + 29,6% par rapport à 2007.

Le chiffre d'affaires contributif de l'Exploration-Production, qui s'élève à 1 875 millions d'euros, est en croissance organique de + 43 % (à comparer à + 58% sur les 9 premiers mois de l'année). Cette progression résulte principalement de la forte hausse des prix moyens des hydrocarbures jusqu'à la fin de l'été 2008 :

- + 23% de hausse sur le prix moyen du Brent (euro/bep) sur l'année, à comparer à +46 % sur les 9 premiers mois ;
- + 81% de hausse du prix moyen du gaz naturel sur le NBP (euro/MWh) sur l'année, à comparer à +106% sur les 9 premiers mois.

Elle résulte également d'une hausse de la production, qui s'élève à 51 Mbep, en croissance de + 20% par rapport à 2007. Cette évolution est liée pour l'essentiel à la mise en production de nouveaux actifs aux Pays-Bas et en Norvège.

Le chiffre d'affaires des autres entités de la Branche<sup>(1)</sup> a également progressé en lien avec :

- la forte hausse du prix des hydrocarbures jusqu'à la fin de l'été 2008 ;
- le niveau soutenu des opérations d'arbitrage GNL sur l'année (48 cargaisons pour 38 TWh en 2008 contre 40 cargaisons pour 31 TWh en 2007), même si le 4ème trimestre 2008 se caractérise par un net ralentissement de cette activité (5 cargaisons contre 11 cargaisons au 4ème trimestre 2007) ;

- la croissance des ventes de gaz naturel :
  - en France, les ventes Grands Comptes (hors régies<sup>(2)</sup>) sont en augmentation de + 9 TWh à 87 TWh,
  - en Europe, les ventes Grands Comptes sont en progression de + 8 TWh à 82 TWh,
  - les ventes court terme et autres ventes (y compris régies) augmentent de 8 TWh pour atteindre 134 TWh.

**L'EBITDA** atteint un niveau historique de + 3 715 millions d'euros soit une croissance organique de + 60,5% (hors effets de change et périmètre pour - 18 millions d'euros). Cette croissance est liée en partie à l'évolution du prix des hydrocarbures mais aussi au développement de la production et des ventes de gaz.

- l'Exploration & Production connaît une croissance organique de +71,8% supérieure à celle de la Branche grâce notamment à la forte augmentation des prix du gaz et du Brent mais aussi à un accroissement brut de sa production de + 20% à 51 Mbep<sup>(3)</sup> avec la mise en service de nouveaux champs en Norvège et aux Pays-Bas ;

- les autres entités de la Branche contribuent à cette forte augmentation avec une croissance organique de + 51,3% grâce notamment aux conditions de marché très favorables en Asie qui ont permis de tirer profit du portefeuille GNL et à la progression de + 11% des ventes aux clients grands comptes.

**Le résultat opérationnel courant** après amortissement de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion s'élève à + 2 352 millions d'euros soit une croissance brute de + 97,7 %. La croissance organique s'établit à + 103,7 % soit + 1 193 millions d'euros (hors effets de change et périmètre pour - 31 millions d'euros) en ligne avec les évolutions constatées sur l'EBITDA.

(1) Approvisionnements, GNL, Ventes Grands Comptes et Trading.

(2) Les ventes aux régies en France s'élevaient à 8,6 TWh en 2008 à comparer à 7,8 TWh en 2007.

(3) Million(s) de barils équivalent pétrole.

## I.2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Chiffre d'affaires Branche	5 498	5 142	6,9%
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF GROUPE</b>	<b>896</b>	<b>650</b>	<b>37,8%</b>
<b>EBITDA (A)</b>	<b>2 878</b>	<b>2 847</b>	<b>1,1%</b>
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(987)	(999)	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B</b>	<b>1 891</b>	<b>1 848</b>	<b>2,3%</b>

Le **chiffre d'affaires**, total de la Branche Infrastructures, y compris prestations intragroupes, s'élève à 5 498 millions d'euros, en progression de + 6,9% par rapport à 2007, pro forma.

Le chiffre d'affaires contributif de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 896 millions d'euros, en progression de 37,8 % par rapport à 2007.

Cette croissance contributive est principalement liée au développement des volumes acheminés par GrDF pour le compte de tiers. Ces derniers s'élèvent à 28,8 TWh, en croissance de + 9,4 TWh par rapport à 2007, impactés positivement également par le retour à des conditions climatiques moyennes.

La progression du chiffre d'affaires est par ailleurs soutenue par :

- la mise en place au 1<sup>er</sup> juillet 2008 du nouveau tarif d'accès aux infrastructures de distribution, révisé à la hausse de + 5,6% ;
- l'augmentation des capacités de stockage souscrites par les tiers (+ 3,9 TWh) et du prix moyen du volume utile au 1<sup>er</sup> avril 2008 (+ 2,8%) ;
- la hausse des capacités réservées sur le réseau de transport en France ainsi que par une augmentation du nombre de centrales à cycle combiné gaz raccordés ;
- l'entrée dans le périmètre de la branche des activités de stockage en Allemagne.

L'**EBITDA** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 878 millions d'euros, en progression de 1,1% par rapport à 2007.

La moindre croissance de l'**EBITDA** par rapport au chiffre d'affaires s'explique essentiellement :

- par des hausses de charges : coûts énergie en augmentation de 58 millions d'euros due à un effet prix ; coûts informatiques

en hausse de 20 millions d'euros liés à la mise en service de nouvelles applications chez GrDF inhérente à la séparation des activités ; efforts accrus en matière de sécurité industrielle et de promotion de l'image du gaz naturel pour 20 millions d'euros ;

- par des effets non récurrents favorables en 2007 particulièrement importants comme l'écart de boni d'inventaire sur les stockages de 53 millions d'euros.

La croissance récurrente s'explique par le retour au climat moyen après une année chaude, par des hausses tarifaires en distribution et en stockage et par des augmentations de capacités commercialisées en transport et en stockage au titre des droits réglementés.

En 2008, la Branche a connu les événements importants suivants :

- filialisations des activités Terminaux (Elengy) et Stockage (Storengy) en France ;
- retard sur le chantier du terminal de Fos Cavaou, aggravé par un incident de tuyauterie survenu en février, entraînant le report de sa mise en service prévisionnelle en juin 2009 ;
- lancement actif des travaux de la première phase du projet de stockage en cavités salines de Stublach en Grande-Bretagne ;
- prise de participation de GRTgaz dans Powernext et démarrage de la Bourse du Gaz fin novembre.

Le **résultat opérationnel courant** de la Branche Infrastructures après amortissement de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion s'établit sur la période à 1 891 millions d'euros, en progression de 2,3% par rapport à 2007 pro forma.

## I.2.5 BRANCHE SERVICES À L'ÉNERGIE

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %	Variation hors claim Snöhvit
Chiffre d'affaires	13 993	12 893	8,5%	9,3%
<b>EBITDA (A)</b>	<b>904</b>	<b>946</b>	<b>- 4,4%</b>	<b>5,9%</b>
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(272)	(283)		
Charges nettes sur concessions/stock-option (c)	(46)	(39)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C</b>	<b>586</b>	<b>624</b>	<b>- 6,0%</b>	<b>8,7%</b>

En 2008, le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Services s'élève à 13 993 millions d'euros, en croissance organique de + 8,8% par rapport à 2007.

**En France**, les activités de services (Elyo France et Cofathec Services) progressent de + 14,1 % (+ 421 millions d'euros de croissance organique). Cette évolution positive s'explique par le développement commercial, des conditions climatiques plus favorables et par la hausse du prix des énergies. Les activités d'installation et de maintenance sont également en croissance (+ 4,9%) dans l'ensemble des entités (Inéo, Endel, Axima, Seitha). Le ralentissement de certains secteurs d'activité commence néanmoins à freiner le rythme de croissance sur le dernier trimestre 2008.

**En Belgique**, la progression des activités d'installations et de services s'élève à + 7,1%.

L'activité aux **Pays-Bas** bénéficie d'un carnet de commandes élevé et affiche une croissance de + 10,5% (+ 124 millions d'euros).

Toutes les divisions de **Tractebel Engineering** (Nucléaire, Énergie, Infrastructure et International) sont en croissance très soutenue, à plus de deux chiffres. La croissance organique globale de ces activités est de + 18,9%.

Hors France et Benelux, les activités de la branche progressent de + 8,8 % en Europe du Sud (+ 128 millions d'euros de croissance organique) principalement sur le marché italien et malgré un recul des commandes en Espagne dû à la crise immobilière. Dans les pays du Nord de l'Europe la croissance du chiffre d'affaires est de + 5,2% soutenue par le développement en Allemagne et au Royaume-Uni.

L'**EBITDA** de la branche atteint 904 millions d'euros. L'analyse de son évolution par rapport à l'exercice précédent doit tenir compte du claim sur le contrat Snöhvit pour un montant de 92 millions d'euros en 2007. La variation organique, intégrant la correction de

ce montant, s'élève ainsi à + 3,4% témoignant de la croissance de l'activité et de la poursuite des améliorations opérationnelles de la plupart des business units. Des éléments non récurrents en 2007 expliquent ce taux de croissance inférieur à celui du chiffre d'affaires (cf. paragraphe infra relatif aux filiales Électriques et Gazières).

En France, les activités de services ont bénéficié d'effets prix favorables ainsi que d'une meilleure rigueur climatique tandis que l'augmentation des volumes soutenait les résultats des activités d'installation.

Profitant de l'optimisation de leur structure, les Pays-Bas réalisent une croissance organique de plus de 60% en rapprochant leur niveau de rentabilité des standards de la profession.

Tractebel Engineering enregistre également une forte croissance (+ 44%) s'appuyant sur la qualité de ses carnets de commandes et l'amélioration de ses marges.

En Italie, la bonne rigueur hivernale a permis de compenser la dégradation des conditions de prix des utilités observée en fin d'année sur les cogénérations. La business unit International Sud atteint au final une croissance organique supérieure à 6%.

Retraite de l'effet non récurrent 2007 relatif aux retraites de la Société Monégasque d'Electricité et de Gaz, la croissance organique des filiales Électriques et Gazières s'inscrit à + 1,1% bénéficiant d'effets prix, notamment avec la revalorisation sur 6 mois des tarifs d'Electricité de Tahiti.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche s'élève à 586 millions d'euros, contre 624 millions d'euros en 2007 (dont 84 millions d'euros au titre du claim sur le contrat Snöhvit). La progression organique, retraitée en particulier de ce montant, atteint 6,9%. Elle est supérieure à la croissance organique de l'EBITDA, en raison notamment de la reprise en 2008 des dernières provisions pour garanties relatives au contrat Snöhvit et de dotations aux provisions pour risques plus élevées en 2007.

## I.2.6 SUEZ ENVIRONNEMENT

(Chiffres pro forma, en millions d'euros)	2008	2007	Variation brute en %
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>12 352</b>	<b>12 022</b>	<b>2,7%</b>
<b>EBITDA (A)</b>	<b>2 102</b>	<b>2 061</b>	<b>2,0%</b>
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(776)	(755)	
Charges nettes sur concessions/stock-option (c)	(242)	(229)	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C</b>	<b>1 084</b>	<b>1 077</b>	<b>0,6%</b>

Avec un **chiffre d'affaires** à 12 352 millions d'euros<sup>(1)</sup>, SUEZ Environnement affiche une croissance brute de 2,7% et de 5,4% hors Applus. Les effets de change négatifs, principalement sur la livre sterling, le dollar US et le dollar australien, représentent 2,2% de croissance (-254 millions d'euros).

La croissance organique est de + 5,6% sur l'année 2008 (633 millions d'euros) et provient essentiellement des 3 segments d'activité :

- l'Eau Europe (+ 300 millions d'euros) bénéficie d'une activité soutenue, assurée par des effets prix positifs et le développement de nouveaux services dans un contexte de baisse des volumes consommés en Europe ;
- la Propreté Europe (+ 151 millions d'euros) enregistre une hausse des activités tri-valorisation et de recyclage en France et en Grande Bretagne ainsi que de l'incinération en Belgique. Le 4ème trimestre de l'année a toutefois été marqué par un ralentissement économique qui touche les activités en relation avec la clientèle industrielle et commerciale (I&C) tandis que les activités de recyclage sont confrontées à un repli sensible des prix et des volumes ;
- l'International (+ 177 millions d'euros) est porté par les activités d'ingénierie (Degrémont) et la bonne progression dans l'eau en Asie et dans les déchets en Europe Centrale.

L'**EBITDA** de SUEZ Environnement affiche une croissance organique de 4,9% soit + 96 millions d'euros, qui provient :

- de l'Eau Europe (+ 6,2%) où Agbar enregistre des effets prix favorables en Espagne et au Chili mais fait face à une légère contraction des volumes d'eau vendus et à une légère augmentation de la sinistralité dans l'activité santé ;

- en France, la baisse des volumes livrés est compensée par une évolution favorable des prix tandis que des gains commerciaux sont enregistrés en Allemagne ;
- de la Propreté Europe (+ 1,0%) qui progresse plus modestement, principalement en raison du ralentissement économique qui pénalise les volumes collectés auprès des industriels au Benelux et les volumes enfouis au UK et qui s'accompagne d'un fort recul du prix des commodités dans le recyclage (UK, France, Benelux). Cette évolution est compensée par une très bonne tenue de l'activité de traitement, notamment en France et en Belgique ;
- de l'International (+ 14,1%) qui bénéficie du plein effet des augmentations tarifaires («rate case») obtenues dans le secteur régulé en Amérique du Nord en 2007, du dynamisme commercial en Europe Centrale dans les déchets, du développement des activités dans l'eau en Chine, d'une évolution favorable des prix de l'électricité au Maghreb et en Asie ainsi que du niveau d'avancement sur les contrats en exécution chez Degrémont ;
- du segment Autres dont la décroissance organique de - 10 millions d'euros résulte principalement du renforcement de la structure corporate au titre des nouvelles obligations auxquelles SUEZ Environnement est soumise en tant que société cotée.

Le **résultat opérationnel courant** de SUEZ Environnement s'établit à 1 084 millions d'euros en croissance brute de + 3,2% (hors effet de la cession de la société Applus en novembre 2007 et dont la contribution s'élevait à 27 millions d'euros) et organique de + 3,9% (+ 39 millions d'euros). Cette croissance du résultat opérationnel courant résulte principalement de la progression de l'EBITDA.

(1) Chiffre en contribution GDF SUEZ (tenant compte des transactions avec le reste du groupe).

## I.2.7 AUTRES

<i>Chiffres pro forma, en millions d'euros</i>	2008	2007	Variation brute en %
EBITDA (a)	(354)	(206)	- 72,0%
Dotations aux amortissements et aux provisions (b)	(56)	(50)	
Charges nettes sur stock options (c)	(130)	(73)	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C</b>	<b>(539)</b>	<b>(329)</b>	<b>- 63,9%</b>

L'**EBITDA** du segment «Autres» est impacté en 2008 notamment par des éléments de nature non récurrente concernant les charges de personnel (règlement du litige sur avantage en nature énergie avec l'administration sociale, provisionné et donc sans impact sur

le résultat opérationnel courant) et par le renforcement des actions de communication. S'y ajoute au niveau du **résultat opérationnel courant**, l'impact des plans d'actions gratuites et de stock-options mis en place par le Groupe en 2007 et 2008.

## I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

Chiffres pro forma, en millions d'euros	2008	2007	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	8 561	7 824	9,4%
Mtm sur instruments financiers à caractère opérationnel	555	29	
Dépréciations d'actifs	(811)	(123)	
Restructurations	(187)	(24)	
Cessions d'actifs	84	415	
Résultat des activités opérationnelles	8 204	8 121	1,0%
Résultat financier	(1 611)	(903)	
Impôts sur les bénéfices	(1 765)	(1 331)	
Part dans les entreprises associées	447	646	
<b>RÉSULTAT NET HORS REMÈDES</b>	<b>5 275</b>	<b>6 534</b>	<b>- 19,3%</b>
Remèdes	2 141	301	
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>7 415</b>	<b>6 835</b>	<b>8,5%</b>
dont Intérêts minoritaires	911	1 080	
<b>DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>	<b>6 504</b>	<b>5 755</b>	<b>13,0%</b>

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 8 204 millions d'euros, en légère croissance (+ 1,0%) par rapport à l'exercice précédent, en dépit des impacts négatifs non récurrents constatés en 2008, qui sont partiellement compensés par l'impact favorable du MtM.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières comptabilisée en application de l'IAS 32/39 a un impact positif de 555 millions d'euros, contre 29 millions d'euros sur l'exercice 2007.

Le RAO est par ailleurs également impacté par la prise en compte de dépréciations d'actifs pour 811 millions d'euros (123 millions en 2007), portant principalement sur la mise en valeur de marché de titres non consolidés cotés, et par des charges de restructuration de 187 millions d'euros (principalement liées à la réorganisation des sites du Groupe en Île de France).

Les résultats de cessions ont été ramenés à 84 millions d'euros en 2008 et intègrent pour l'essentiel l'effet de la vente de la centrale de Chehalis aux États-Unis. Pour mémoire, les plus-values de cession de l'exercice 2007 comprenaient principalement les cessions partielles des Intercommunales bruxelloise et wallonnes chez Electrabel, la cession de Applus chez Agbar, et de diverses participations cotées non stratégiques.

Le résultat financier au 31 décembre 2008 s'établit à - 1 611 millions d'euros contre - 903 millions d'euros sur l'exercice 2007 et qui résulte :

- d'un renchérissement du coût de la dette nette, qui s'établit à 1 476 millions d'euros contre 882 millions d'euros sur l'exercice 2007. Cette augmentation de 594 millions d'euros traduit un effet volume et taux sur la dette pour 361 millions d'euros, et des

effets de change et des dérivés de couverture pour 233 millions d'euros ;

- de la moindre contribution des autres produits et charges financiers (- 135 millions d'euros).

Le taux effectif d'imposition est en hausse à 26,8% (contre 18,4%) affecté par la taxe sur les activités nucléaires d'Electrabel en 2008 pour 222 millions d'euros, par la croissance des activités E&P en Norvège ainsi que par l'absence d'économie d'impôt associée à l'essentiel des dépréciations d'actifs mentionnées ci-dessus. Les synergies financières résultant de la fusion (utilisation des déficits reportables de Suez SA) en 2008 sont d'une ampleur comparable à l'actif d'impôt différé de 500 millions d'euros comptabilisé en 2007.

Le résultat des entreprises associées est en baisse de 199 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2007. Cette évolution s'explique principalement par la baisse de la contribution des Intercommunales (- 190 millions d'euros), qui bénéficiait d'éléments non récurrents en 2007, notamment la plus-value de cession de l'activité TVD Wallonie.

La ligne «Remèdes» présente les contributions aux résultats 2007 et 2008 des entités et participations cédées suite aux engagements pris vis-à-vis de la Commission Européenne dans le cadre de la fusion. En 2008, elle inclut également les plus-values de 1 901 millions d'euros constatées lors de la cession de ces participations.

La part des minoritaires dans le résultat diminue de 169 millions d'euros, essentiellement du fait de l'OPA sur Agbar (- 102 millions d'euros).

## I.4 RÉCONCILIATION AVEC LE COMPTE DE RÉSULTAT CONSOLIDÉ

<i>En millions d'euros</i>	2008 pro forma	2008 consolidé	Variation
Chiffre d'affaires	83 053	67 924	15 129
EBITDA	13 886	10 053	3 832
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>8 561</b>	<b>6 224</b>	<b>2 338</b>

Le **chiffre d'affaires** consolidé de l'exercice 2008 s'élève à 67 924 millions d'euros. L'écart par rapport au chiffre d'affaires pro forma résulte pour l'essentiel du chiffre d'affaires réalisé par le Groupe Gaz de France antérieurement à la fusion (17 844 millions d'euros) ainsi que de la contribution des entités cédées dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes (- 2 395 millions d'euros).

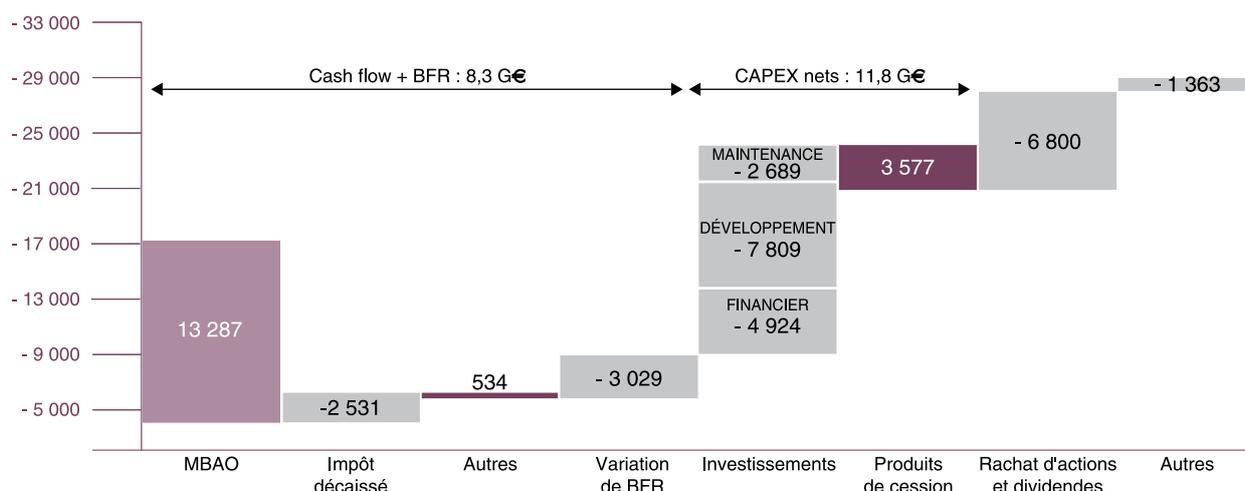
L'**EBITDA** pro forma intègre également l'EBITDA de 3 888 millions d'euros réalisé par le Groupe Gaz de France jusqu'au 22 juillet 2008, celui-ci expliquant l'essentiel du différentiel avec les comptes publiés sur cet indicateur.

Enfin, le passage du **résultat opérationnel courant** consolidé au résultat opérationnel courant pro forma s'explique pour l'essentiel par le résultat opérationnel courant du Groupe Gaz de France antérieurement à la fusion (3 019 millions d'euros), corrigé de l'amortissement sur cette même période de la juste valeur des actifs et des passifs reconnus dans le cadre de la fusion (- 289 millions d'euros) ainsi que de la contribution des entités cédées dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes (- 415 millions d'euros).

La réconciliation complète entre les comptes de résultat publié et pro forma figure dans la section «informations financières pro forma» du présent Document de Référence.

## I.5 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette pro forma à fin 2007, après déconsolidation de la trésorerie nette détenue par Fluxys et Distrigaz, s'élevait à 17,2 milliards d'euros. Les variations conduisant à l'endettement net à fin 2008 (28,9 milliards d'euros) sont les suivantes :



### I.5.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE ET IMPÔT DÉCAISSÉ

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 13 287 millions d'euros au 31 décembre 2008, en progression brute de + 6,7 % par rapport à 2007. Ce taux de croissance est inférieur à celui de l'EBITDA (+ 10,7 %) car la MBAO intègre une hausse des pertes de valeurs sur créances commerciales et des sorties de

trésorerie liées aux restructurations, partiellement compensées par une hausse des dividendes reçus des entreprises associées.

L'impôt décaissé (- 2 531 millions) intègre les acomptes d'impôt acquittés par Gaz de France SA avant la réalisation de la fusion et dont le remboursement sera obtenu en 2009 par le nouveau Groupe.

### I.5.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) est en hausse de 3 029 millions d'euros, dont près de 700 millions d'euros résultent d'appels de marges sur opérations de marchés, les importantes fluctuations des prix des marchés de matières premières ayant entraîné une forte volatilité de ce poste.

Le solde de la variation trouve principalement son origine chez la Branche Global Gaz et GNL ainsi qu'à la division Benelux-Allemagne. Il concerne essentiellement l'augmentation des créances clients

dans toutes les entités de commercialisation d'énergie ainsi que celle des stocks de gaz. Cette évolution est la conséquence de l'augmentation des prix de l'énergie, mais aussi du volume d'activité. Le stock de dettes fournisseurs à fin 2007 incluait des éléments non récurrents (en particulier au sein des divisions Énergie Europe et Énergie International) qui ont été réglés en 2008 et qui ont limité l'augmentation des dettes fournisseurs sur l'exercice 2008.

### I.5.3 INVESTISSEMENTS NETS

Les investissements nets de 2008 s'élèvent à 11,8 milliards d'euros et comprennent :

- des investissements financiers de 4,9 milliards d'euros, dont 0,7 milliard pour l'acquisition de FirstLight, 0,7 milliard correspondant au renforcement de la participation dans Agbar<sup>(1)</sup>, 0,5 milliard pour Senoko, 0,3 milliard pour SET, 0,2 milliard pour Nogat et 0,2 milliard pour Teesside ;

- des investissements de maintenance de 2,7 milliards d'euros et des investissements de développement de 7,8 milliards d'euros.

Ces investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par branche :



Les cessions représentent en 2008 3 577 millions d'euros et comprennent pour l'essentiel les produits des cessions réalisées

dans le cadre de la mise en œuvre des remèdes liés à la fusion (2 993 millions d'euros) ainsi que la centrale de Chehalis.

### I.5.4 RACHAT D' ACTIONS ET DIVIDENDES

Le total des versements vers les actionnaires s'élève à 6,8 milliards d'euros, dont 1,7 milliard d'euros liés au programme de rachat d'actions et 5,1 milliards d'euros de dividendes. Ce montant intègre les dividendes versés par Suez SA à ses actionnaires, soit 1,7 milliard d'euros (contre 1,5 milliard d'euros en 2007, en raison de la progression tant du dividende unitaire servi que du nombre

d'actions à rémunérer), le dividende GDF SA pour 1,2 milliard d'euros et l'acompte sur dividende versé aux actionnaires du groupe fusionné pour 1,7 milliard d'euros. Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 0,5 milliard d'euros.

(1) Compte tenu de l'engagement inconditionnel pris vis-à-vis des minoritaires de Agbar dans le cadre de l'offre publique d'achat en cours à fin 2007, la dette financière correspondante avait été inscrite au bilan pour la quote-part revenant au Groupe.

## I.5.5 ENDETTEMENT AU 31 DÉCEMBRE 2008

---

L'endettement net à fin 2008 s'élève à 28,9 milliards d'euros, contre 17,2 milliards d'euros à fin décembre 2007 (pro forma de la mise en équivalence de Fluxys et de la déconsolidation de Distrigaz). Le ratio endettement net/capitaux propres s'élève à 46 %.

La dette nette est libellée (après prise en compte des instruments financiers) à 63 % en euros, 23 % en dollars américains et 1 % en livres sterling.

La dette nette est libellée à 55 % à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 6,6 années.

Au 31 décembre 2008, le Groupe dispose de facilités de crédit autorisées et non tirées, et de lignes de back up de ses billets de trésorerie, pour un montant de 11,3 milliards d'euros, qui passe à 17,4 milliards d'euros si l'on tient compte des émissions obligataires réalisées en janvier et février 2009.

## I.6 AUTRES POSTES DU BILAN

Le tableau ci-après présente le bilan consolidé de Suez au 31 décembre 2007 et le bilan consolidé de GDF SUEZ au 31 décembre 2008, et met en évidence les incidences de l'entrée de périmètre de GDF sur les principaux postes du bilan.

### ● ACTIF

En milliards d'euros	GDF SUEZ 31 déc. 2008	SUEZ 31 déc. 2007	Écart	Dont		
				Bilan d'entrée Gaz de France	Allocation	Variation nette
Actifs non courants	115,2	51,4	63,8	31,3	27,5	5,0
dont goodwill	27,5	14,9	12,6	1,8	9,6	1,2
Actifs courants	52,0	27,7	24,3	19,4	0,2	4,7
dont trésorerie et équivalents	9,0	6,7	2,3	2,9		- 0,6
<b>TOTAL DE L'ACTIF</b>	<b>167,2</b>	<b>79,1</b>	<b>88,1</b>	<b>50,7</b>	<b>27,7</b>	<b>9,6</b>

### ● PASSIF

En milliards d'euros	GDF SUEZ 31 déc. 2008	SUEZ 31 déc. 2007	Écart	Dont		
				Bilan d'entrée Gaz de France	Allocation	Variation nette
Capitaux propres (pg)	57,7	22,2	35,6	17,5	22,7	- 4,6
Intérêts minoritaires	5,1	2,7	2,4	0,6	0,0	1,8
<b>TOTAUX</b>	<b>62,8</b>	<b>24,9</b>	<b>38,0</b>	<b>18,1</b>	<b>22,7</b>	<b>(2,8)</b>
Provisions	14,8	9,6	5,2	7,6	(2,7)	0,3
Dettes financières	38,8	21,7	17,2	6,3	0,0	10,9
Autres passifs	50,8	23,1	27,7	18,7	7,7	1,3
<b>TOTAL DU PASSIF</b>	<b>167,2</b>	<b>79,1</b>	<b>88,1</b>	<b>50,7</b>	<b>27,7</b>	<b>9,6</b>

Les commentaires ci-après portent sur la colonne *Variation nette* du tableau supra, les colonnes *Bilan d'entrée* et *Allocation* se rapportant à l'effet de l'entrée de périmètre de Gaz de France et de ses filiales.

**Les actifs non courants** progressent essentiellement du fait des immobilisations (corporelles et incorporelles) nettes (+ 6,1 milliards d'euros), tandis que les titres disponibles à la vente diminuent de 0,8 milliard d'euros, principalement du fait des ajustements de juste valeur.

L'augmentation des goodwill (+ 1,2 milliard d'euros) résulte principalement de l'acquisition de FirstLight (0,7 milliard d'euros) et Senoko (0,3 milliard d'euros) dans la branche BEEI-International.

**Les actifs courants** sont en augmentation de + 4,7 milliards d'euros, du fait de la hausse des créances commerciales (+ 3,3 milliards d'euros) et des instruments financiers dérivés (+ 1,3 milliard d'euros),

variations résultant de la hausse des prix de marché des matières premières et de l'énergie.

**Les capitaux propres totaux s'établissent** à 62,8 milliards d'euros. Au delà des effets de la fusion, ils bénéficient du résultat net de la période (5,5 milliards d'euros), qu'ont plus que compensé le versement des dividendes (- 3,9 milliards d'euros), les mouvements sur actions propres (- 0,7 milliard d'euros), l'effet des remèdes (- 0,8 milliard d'euros) et l'effet des éléments passés directement par capitaux propres (- 3,2 milliards d'euros, liés à la mise en valeur de marché des titres disponibles à la vente et à la variation de juste valeur des instruments de couverture sur matières premières).

**Les provisions pour risques** sont en légère augmentation à 14,8 milliards d'euros (+ 0,3 milliard d'euros). Les dotations de la période (1,3 milliard d'euros, dont 0,5 milliard d'effet de la désactualisation) et les reprises sont d'ampleurs similaires.

## I.7 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont ceux relatifs aux comptes sociaux de GDF SUEZ SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2008, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 25 209 millions d'euros en progression de 20% par rapport à 2007, sous l'effet d'un climat plus favorable et d'une hausse des tarifs de vente des énergies.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à 316 millions d'euros, en retrait de 56% par rapport à un résultat d'exploitation comparable 2007 (retraité de l'effet des filialisations de GrDF, Storengy et Elengy), principalement en raison de l'insuffisance des hausses de tarif gaz de distribution publique et du retard de recettes qui en a résulté sur le second semestre 2008, comme décrit ci-avant.

Le résultat financier est positif à 1 939 millions d'euros. Il intègre principalement les dividendes reçus des filiales (1 859 millions d'euros). L'endettement net ressort à 14 050 millions d'euros au 31 décembre 2008.

Le résultat exceptionnel de - 105 millions d'euros comprend des dotations aux provisions, notamment sur titres, en partie compensées par une reprise de provision pour amortissements dérogatoires, liée aux filialisations des activités de stockages souterrains et de terminaux méthaniers ainsi que par le complément de prix versé sur l'exercice par Electrabel au titre de l'acquisition en 2007 des titres détenus par l'ex-Suez dans Suez Tractebel.

L'impôt sur les sociétés intègre principalement un produit d'intégration fiscale qui traduit l'utilisation d'une partie des reports déficitaires transférés à GDF SUEZ SA dans le cadre de la fusion.

Le résultat net ressort à 2 767 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 52 043 millions d'euros contre 24 136 millions d'euros à fin 2007, leur forte progression provenant des effets de la fusion, du résultat net de l'année, compensés partiellement par le versement des dividendes Gaz de France 2007 et de l'acompte sur dividende GDF SUEZ 2008.

## I.8 PERSPECTIVES 2009

GDF SUEZ s'appuie sur un modèle de développement robuste, équilibré et créateur de valeur. Le Groupe, fort d'une vision industrielle de long terme, dispose d'atouts considérables pour traverser les crises : des positions de leadership tant dans l'électricité que dans le gaz, des activités diversifiées et complémentaires, la capacité à se développer de manière dynamique et rentable sur les marchés porteurs de l'énergie et de l'environnement. Cette vision à long terme n'est pas remise en cause par la dégradation du contexte économique.

Face à la situation actuelle, le Groupe a agi sans tarder en renforçant sa liquidité. Tout en maintenant ses critères de rentabilité exigeants sur son développement, il a pris une série de mesures pour renforcer la solidité de son bilan :

- Accélération de la mise en œuvre du plan de performance de 1,8 milliards d'euros à horizon 2011 (650 millions d'euros de contribution attendus fin 2009 au lieu des 500 millions d'euros annoncés en novembre).
- Renforcement de la liquidité et allongement de la maturité de la dette, grâce au placement depuis octobre 2008 de près de 10 milliards d'euros d'obligations sur différents marchés.
- Arrêt du programme de rachat d'actions annoncé en septembre 2008 et réalisé à hauteur de 43 %.

Le Groupe se fixe un objectif d'EBITDA pour 2011, réaliste et cohérent avec son plan de développement industriel, le plein effet du plan de performance Efficio, le maintien de son objectif

de notation financière « strong A » et sa politique de dividende ordinaire, dans l'hypothèse d'un retour à un meilleur environnement économique en 2011.

A ce jour et compte tenu notamment des perspectives économiques et des scénarii pétroliers et électriques anticipés par les prix forwards<sup>(1)</sup>, les objectifs de croissance de l'EBITDA du Groupe sont estimés de la façon suivante :

- EBITDA 2009 en croissance par rapport à l'EBITDA 2008 malgré l'impact anticipé d'environ 1,5 milliard d'euros sur la contribution EBITDA de la Branche Global Gaz & GNL du fait notamment de la baisse constatée du prix moyen du pétrole en 2009 et de moindres perspectives d'arbitrage.
- EBITDA 2011 compris entre 17 et 18 milliards d'euros.

Considérant les performances réalisées et les perspectives du Groupe, le Conseil d'Administration a proposé le 4 mars 2009 la distribution d'un dividende ordinaire en 2009 de 1,40 euro par action<sup>(2)</sup> (+ 11 % par rapport à 2007) dont un acompte de 0,80 euro par action a été versé le 27 novembre 2008 ; le solde du dividende ordinaire sera versé le 11 mai 2009<sup>(3)</sup>. Il a également proposé la distribution d'un dividende exceptionnel de 0,80 euro par action qui pourra être perçu en numéraire ou en actions par les actionnaires qui en feront la demande. Le paiement du dividende exceptionnel ou la livraison des actions auront lieu le 4 juin 2009<sup>(3)</sup>. Ces propositions seront soumises au vote des actionnaires au cours de l'Assemblée Générale du 4 mai 2009.

(1) Brent moyen \$/bbl : 50/58/62 – Electricity baseload Benelux €/MWh : 52/52/54 en janvier 2009.

(2) Basé sur le dividende Gaz de France versé en 2008 et relatif à l'exercice 2007 (1,26 euro par action).

(3) Date de détachement : 6 mai 2009.





## SECTION PRO FORMA

RFA	PAGE	PAGE
<b>II. SECTION PRO FORMA</b>	<b>26</b>	
1 Description de la transaction	26	
2 Base de présentation	26	
3 Calcul et affectation du coût du regroupement	27	
4 Données Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2008	28	
4.1 <i>Compte de Résultat Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2008</i>	28	
4.2 <i>EBITDA Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2008</i>	29	
5 Données Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2007	30	
5.1 <i>Compte de résultat Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2007</i>	30	
5.2 <i>EBITDA Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2007</i>	31	
6 Données historiques Gaz de France		32
6.1 <i>Compte de Résultat Gaz de France au format du nouveau groupe au 22 juillet 2008</i>		32
6.2 <i>Compte de résultat Gaz de France au format du nouveau Groupe au 31 décembre 2007</i>		33
7 Effet des remèdes		34
8 Calcul et affectation du coût du regroupement		34
9 Autres ajustements pro forma		35
9.1 <i>Harmonisation des normes IFRS appliquées</i>		35
9.2 <i>Opérations intra-groupe</i>		35
9.3 <i>Participations croisées et dividendes liés</i>		35
9.4 <i>Apport-Distribution</i>		35
9.5 <i>Frais de fusion</i>		35



## II. SECTION PRO FORMA

### 1 DESCRIPTION DE LA TRANSACTION

Les conditions de réalisation et les conséquences attendues de la fusion sont décrites dans la note 2 «Principales variations de périmètre» des notes aux états financiers consolidés au 31 décembre 2008.

### 2 BASE DE PRÉSENTATION

Les informations financières pro forma consolidées non auditées (ci-après «informations financières pro forma») sont établies en millions d'euros et reflètent le regroupement de Gaz de France et de Suez en utilisant la méthode de l'acquisition d'après les normes IFRS.

Les comptes de résultat pro forma combinés résumés non audités (les «Comptes de Résultat pro forma») pour les exercices clos le 31 décembre 2007 et 31 décembre 2008 sont établis comme si la fusion entre Gaz de France et Suez était intervenue respectivement le 1<sup>er</sup> janvier 2007 et le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

Ces informations financières pro forma combinées résumées non auditées ont été établies conformément aux dispositions de l'annexe II «module d'information financière pro forma» du règlement CE n° 809/2004 de la commission européenne, et conformément aux recommandations émises par le CESR en février 2005 concernant la préparation des informations financières pro forma visées par ce règlement n° 809/2004 sur les prospectus.

Les informations financières pro forma sont présentées exclusivement à titre d'illustration et ne constituent pas une indication des résultats des activités opérationnelles ou de la situation financière du nouveau Groupe issu de l'opération si la fusion avait été réalisée au 1<sup>er</sup> janvier des périodes présentées. Elles ne sont pas non plus indicatives des résultats des activités opérationnelles à venir ou de la situation financière future du nouveau Groupe.

GDF SUEZ a finalisé en janvier 2009 les cessions requises par la Commission européenne dans le cadre de la fusion (les «Remèdes») sur la base de propositions de Suez et Gaz de France (ces Remèdes étant décrits dans la note 2.2 de l'annexe aux états financiers consolidés 2008). Les informations financières pro forma ont été établies comme si ces cessions étaient intervenues dès le 1<sup>er</sup> janvier de chacun des exercices présentés.

Les contributions de ces entités ainsi que les résultats de cession constatés lors de la sortie de ces entités ont donc été éliminés dans les différents agrégats présentés dans le compte de résultat pro forma, pour être regroupés sur une seule ligne intitulée «effet des remèdes».

Seuls les ajustements pro forma se rapportant directement à la fusion et pouvant être documentés et estimés de manière fiable sont pris en compte. Les informations financières pro forma ne tiennent compte d'aucune économie de coût ou d'autres synergies qui pourraient résulter de la fusion. Les informations financières pro forma ne tiennent pas non plus compte d'éléments particuliers tels que les paiements qui pourraient résulter des clauses de changement de contrôle ou des coûts de restructuration ou d'intégration qui pourraient être engagés du fait de la fusion.

Les informations financières pro forma ont été préparées à partir des états financiers consolidés IFRS audités de GDF SUEZ au 31 décembre 2008 et de Suez au 31 décembre 2007, ceux-ci étant inclus dans le Document de référence 2008 de GDF SUEZ, des états financiers consolidés IFRS audités de Gaz de France au 31 décembre 2007, ces derniers étant inclus dans le Document de référence 2007 de Gaz de France, ainsi qu'à partir des comptes historiques non audités de Gaz de France au 30 juin 2008. Les états financiers de Gaz de France au 30 juin 2008 ont fait l'objet d'un examen limité de la part des commissaires aux comptes.

- (1) Acquisition inversée. En application des normes IFRS, la fusion a été traitée comme une acquisition inversée, à savoir comme une acquisition de Gaz de France réalisée par Suez, et ce même si d'un point de vue juridique, Gaz de France est l'acquéreur et est l'entité émettrice d'actions en faveur des actionnaires de Suez.
- (2) Suez Environnement Company. Suez Environnement Company, après l'Apport-Distribution de 65% des actions de Suez Environnement Company aux actionnaires de Suez préalable à la fusion, est détenue à 35% par le nouveau Groupe qui en conserve le contrôle exclusif à travers un pacte d'actionnaire. Dès lors, Suez Environnement Company est consolidée par intégration globale. Par conséquent les informations financières pro forma ont été établies en maintenant Suez Environnement Company en intégration globale, à sa valeur comptable historique et en considérant que cette opération avait effectivement été réalisée le 1<sup>er</sup> janvier 2007 et le 1<sup>er</sup> janvier 2008 pour l'établissement des comptes de résultat pro forma. Cette opération d'Apport-Distribution est fiscalement neutre.

- (3) Questions fiscales. L'incidence fiscale des ajustements pro forma a été calculée au taux d'impôt normal en vigueur pour les périodes au titre desquelles les comptes de résultat pro forma sont présentés. Le 25 novembre 2008, GDF SUEZ a obtenu les agréments fiscaux sollicités auprès de la Direction Générale des Impôts, lui permettant d'enregistrer un actif d'impôt différé complémentaire de 316 millions d'euros. Cet actif d'impôt différé trouve son origine dans des pertes fiscales reportables et des différences temporelles déductibles de l'intégration fiscale de Suez SA n'ayant pas été intégralement comptabilisées dans le bilan de Suez au 30 juin 2008. Cet actif d'impôt différé complémentaire a été enregistré en produit dans le compte de résultat du nouveau Groupe. Par ailleurs, la fin du groupe d'intégration fiscale précédemment constitué autour de Suez a entraîné la déneutralisation d'opérations antérieurement neutralisées, générant un report déficitaire de 897 millions d'euros immédiatement imputé sur le bénéfice taxable de la période de l'entité GDF SUEZ SA. Ces différents éléments n'ont pas donné lieu à retraitement dans les comptes de résultat pro forma des périodes présentées.
- (4) Reclassements et harmonisation des principes comptables. Il existait certaines divergences entre la manière dont Gaz de France et Suez présentaient leurs comptes de résultat respectifs. Par conséquent, certains éléments ont fait l'objet de reclassements dans les comptes de résultat, afin de respecter les formats retenus par le nouveau Groupe.
- Des ajustements pro forma ont également été comptabilisés dans le but d'harmoniser les principes comptables appliqués à des transactions similaires.
- (5) Opérations intragroupe. Suite à la fusion, toute transaction effectuée entre Gaz de France et Suez est qualifiée d'opération intragroupe. Les achats et ventes d'énergie et de services réciproques entre les sociétés du nouveau Groupe ont été éliminés dans les comptes de résultat pro forma des périodes présentées.

### 3 CALCUL ET AFFECTATION DU COÛT DU REGROUPEMENT

Le coût du regroupement a été évalué sur la base du nombre d'actions en circulation et du cours de clôture du 22 juillet 2008, date de réalisation effective de la fusion. L'affectation du prix d'acquisition aux actifs et passifs de Gaz de France a été déterminée sur la base d'estimations provisoires de leurs justes valeurs.

Conformément à IFRS 3, le groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser l'allocation du coût d'acquisition aux actifs, passifs et passifs éventuels de Gaz de France. Compte tenu de la taille et de la complexité de l'opération, les allocations comptabilisées au 31 décembre 2008 et les ajustements pro forma en résultant ont été déterminés de façon provisoire et pourraient être revus en fonction de l'évaluation définitive des justes valeurs.

Le calcul et l'affectation du coût du regroupement sont présentés en note 2 «Principales variations de périmètre» des notes aux états financiers consolidés incluses dans ce même document de référence.

## 4 DONNÉES PRO FORMA DE GDF SUEZ AU 31 DÉCEMBRE 2008

## 4.1 Compte de Résultat Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2008

<i>En millions d'euros</i>	Données GDF SUEZ publiées au 31 décembre 2008	Données pro forma de Gaz de France pour la période allant du 1 <sup>er</sup> janvier 22 juillet 2008 (non auditées) (cf. note 6)	Effet des remèdes (non audité) (cf. note 7)	Calcul et affectation du prix d'acqui- sition pour la période allant du 1 <sup>er</sup> janvier au 22 juillet (non audités) (cf. note 8)	Autres retraitements (non audité) (cf. note 9)	Données combinées pro forma au 31 décembre 2008 (non auditées)
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>67 924</b>	<b>17 844</b>	<b>(2 395)</b>	<b>(132)</b>	<b>(188)</b>	<b>83 053</b>
Achats	(35 879)	(10 282)	3 466		(1 503)	(44 198)
Charges de personnel	(9 679)	(1 420)	65	18	1	(11 015)
Amortissements, dépréciations et provisions, nets	(3 713)	(913)	28	(307)	20	(4 885)
Autre résultat opérationnel	(12 429)	(2 210)	(1 579)	132	1 692	(14 394)
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>6 224</b>	<b>3 019</b>	<b>(415)</b>	<b>(289)</b>	<b>22</b>	<b>8 561</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	564	(43)	34			555
Dépréciations d'actifs	(812)	-			1	(811)
Restructurations	(254)	(74)			141	(187)
Cessions d'actifs	1 958	23	(1 901)	(5)	10	85
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>7 680</b>	<b>2 925</b>	<b>(2 282)</b>	<b>(294)</b>	<b>174</b>	<b>8 203</b>
Coût de la dette nette	(1 359)	(59)	(44)	(2)	(12)	(1 476)
Autres produits et charges financiers	(136)	(124)	(2)	114	12	(136)
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(1 495)</b>	<b>(183)</b>	<b>(46)</b>	<b>112</b>	<b>-</b>	<b>(1 612)</b>
Impôt sur les bénéfices	(912)	(996)	129	76	(62)	(1 765)
Part dans le résultat des entreprises associées	318	78	59	(12)	4	447
<b>RÉSULTAT NET HORS REMÈDES</b>	<b>5 591</b>	<b>1 824</b>	<b>(2 140)</b>	<b>(118)</b>	<b>116</b>	<b>5 273</b>
Dont part du Groupe	4 857	1 787	(2 043)	(115)	(24)	4 462
Dont intérêts minoritaires	734	37	(98)	(3)	140	811
Résultat net part du Groupe par action	2,98					2,07
Résultat net part du Groupe par action dilué	2,95					2,05
<b>CONTRIBUTION DES REMÈDES</b>		<b>-</b>	<b>2 140</b>			<b>2 140</b>
<b>RÉSULTAT NET AVEC REMÈDES</b>	<b>5 591</b>	<b>1 824</b>	<b>-</b>	<b>(118)</b>	<b>116</b>	<b>7 413</b>
Dont part du Groupe	4 857	1 787		(115)	(24)	6 505
Dont intérêts minoritaires	734	37		(3)	140	908
Résultat net part du Groupe par action	2,98					3,01
Résultat net part du Groupe par action dilué	2,95					2,99



## 4.2 EBITDA Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2008

<i>En millions d'euros</i>		Données pro forma GDF SUEZ au 31 décembre 2008 (non auditées)
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>		<b>8 561</b>
• Dotations nettes aux amortissements et provisions		4 885
• Paiements en actions (IFRS 2)		199
• Charges nettes décaissées des concessions		241
<b>EBITDA</b>		<b>13 886</b>

## 5 DONNÉES PRO FORMA DE GDF SUEZ AU 31 DÉCEMBRE 2007

## 5.1 Compte de résultat Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2007

<i>En millions d'euros</i>	Données historiques de Suez	Données historiques de Gaz de France en présentation pro forma (non auditées) (cf. note 6.1)	Effet des remèdes (non audités) (cf. note 7)	Calcul et affectation du prix d'acquisition (non audités) (cf. note 8)	Autres Ajustements (non audités) (cf. note 9)	Données combinées pro forma au 31 décembre 2007 (non auditées)
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>47 475</b>	<b>27 307</b>	<b>(2 612)</b>	<b>(284)</b>	<b>(658)</b>	<b>71 228</b>
Achats	(21 289)	(15 201)	3 390		(1 676)	(34 776)
Charges de personnel	(8 141)	(2 625)	137	36	18	(10 575)
Amortissements, dépréciations et provisions, nets	(1 913)	(1 541)	25	(697)	16	(4 110)
Autre résultat opérationnel	(10 956)	(4 062)	(1 541)	284	2 333	(13 942)
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>5 176</b>	<b>3 878</b>	<b>(601)</b>	<b>(661)</b>	<b>33</b>	<b>7 825</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	68	(87)	48			29
Dépréciations d'actifs	(132)	8				(124)
Restructurations	(43)	(20)			39	(24)
Cessions d'actifs	339	104		(27)	(1)	415
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>5 408</b>	<b>3 883</b>	<b>(553)</b>	<b>(688)</b>	<b>71</b>	<b>8 121</b>
Coût de la dette nette	(673)	(171)	(44)	(3)	9	(882)
Autres produits et charges financiers	(49)	(148)	(1)	192	(14)	(20)
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(722)</b>	<b>(319)</b>	<b>(45)</b>	<b>189</b>	<b>(5)</b>	<b>(902)</b>
Impôt sur les bénéfices	(527)	(1 153)	185	194	(30)	(1 331)
Part dans le résultat des entreprises associées	458	99	113	(24)	1	647
<b>RÉSULTAT NET HORS REMÈDES</b>	<b>4 617</b>	<b>2 510</b>	<b>(300)</b>	<b>(329)</b>	<b>37</b>	<b>6 535</b>
Dont part du Groupe	3 923	2 472	(172)	(326)	(317)	5 580
Dont intérêts minoritaires	693	38	(127)	(3)	354	955
Résultat net part du Groupe par action	3,09	2,51				2,56
Résultat net part du Groupe par action dilué	3,04	2,51				2,54
<b>CONTRIBUTION DES REMÈDES</b>		<b>-</b>	<b>300</b>			<b>300</b>
<b>RÉSULTAT NET AVEC REMÈDES</b>	<b>4 617</b>	<b>2 510</b>	<b>-</b>	<b>(329)</b>	<b>37</b>	<b>6 835</b>
Dont part du Groupe	3 923	2 472		(326)	(317)	5 752
Dont intérêts minoritaires	693	38		(3)	354	1 082
Résultat net part du Groupe par action	3,09	2,51				2,64
Résultat net part du Groupe par action dilué	3,04	2,51				2,62



## 5.2 EBITDA Pro Forma de GDF SUEZ au 31 décembre 2007

<i>En millions d'euros</i>	Données Suez	Données Gaz de France	Effet des remèdes (non audités)	Autres retraitements (non audités)	Données combinées pro forma au 31 décembre 2007 (non auditées)
<b>SUEZ PUBLIÉ : EBITDA SELON LA DÉFINITION DU NOUVEAU GROUPE</b>	<b>7 433</b>				
<b>GAZ DE FRANCE PUBLIÉ AU 31 DÉCEMBRE 2007 : EXCÉDENT BRUT OPÉRATIONNEL</b>		<b>5 666</b>			
- Résultat des cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		64			
+ Reclassement frais de fusion		17			
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(87)			
- Dépenses de restructuration		(2)			
+ Autre		(12)			
EBITDA de Gaz de France selon définition du nouveau groupe		5 696	-	-	
<b>EBITDA PRO FORMA GDF SUEZ</b>	<b>7 433</b>	<b>5 696</b>	<b>(627)</b>	<b>36</b>	<b>12 538</b>

## 6 DONNÉES HISTORIQUES GAZ DE FRANCE

Certains éléments du compte de résultat de Gaz de France ont été reclassés dans les Comptes de Résultat pro forma afin de respecter le format de présentation du nouveau Groupe.

### 6.1 Compte de Résultat Gaz de France au format du nouveau groupe au 22 juillet 2008

<i>En millions d'euros</i>	Notes	Données de Gaz de France publiées au 30 juin 2008	Reclassements	Données Gaz de France pour la période du 1 <sup>er</sup> au 22 juillet 2008 (non auditées)	Données Gaz de France en présentation pro forma au 22 juillet 2008 (non auditées)
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	(1), (9)	<b>16 864</b>	<b>(220)</b>	<b>1 200</b>	<b>17 844</b>
Consommations externes	(2)	(11 587)	11 587		-
Achats	(2), (9)		(9 711)	(571)	(10 282)
Charges de personnel	(3), (5)	(1 302)	29	(147)	(1 420)
Amortissements, dépréciations et provisions, nets	(3), (5), (6), (7)	(942)	29		(913)
Autres produits opérationnels	(4), (7), (8)	358	(358)		-
Autres charges opérationnelles	(4), (7), (8)	(624)	624		-
Autre résultat opérationnel	(1), (2), (4), (9), (10), (11)		(1 867)	(343)	(2 210)
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL</b>	(12)	<b>2 767</b>	<b>113</b>	<b>139</b>	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	(12)				<b>3 019</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(8)		(43)		(43)
Dépréciations d'actifs	(6)				-
Restructurations	(3), (10)		(74)		(74)
Cessions d'actifs	(11)		23		23
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>			<b>19</b>	<b>139</b>	<b>2 925</b>
Coût de l'endettement financier net		(59)			(59)
Autre résultat financier	(11)	(101)	(23)		(124)
Résultat financier					(183)
Impôt sur les bénéfices	(13)		(948)	(48)	(996)
Part dans les entreprises associées		78	-	-	78
<b>RÉSULTAT NET AVANT IMPÔT</b>		<b>2 685</b>	<b>(952)</b>	<b>91</b>	
Impôt sur les résultats	(13)	(948)	948		
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>1 737</b>		<b>91</b>	<b>1 824</b>
Part du Groupe		1 700	-	91	1 791
Intérêts minoritaires		37	-	-	37

## 6.2 Compte de résultat Gaz de France au format du nouveau Groupe au 31 décembre 2007

<i>En millions d'euros</i>	Notes	Données de Gaz de France publiées au 31 décembre 2007	Reclassements	Données Gaz de France en présentation pro forma 31 décembre 2007 (non auditées)
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	(1), (9)	<b>27 427</b>	<b>(120)</b>	<b>27 307</b>
Consommations externes	(2)	(19 131)	19 131	-
Achats	(2), (9)		(15 201)	(15 201)
Charges de personnel	(3), (5)	(2 628)	3	(2 625)
Amortissements, dépréciations et provisions, nets	(3), (5), (6), (7)	(1 532)	(9)	(1 541)
Autres produits opérationnels	(4), (7), (8)	530	(530)	
Autres charges opérationnelles	(4), (7), (8)	(792)	792	-
Autre résultat opérationnel	(1), (2), (4), (9), (10), (11)		(4 062)	(4 062)
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL</b>	<b>(12)</b>	<b>3 874</b>	<b>4</b>	
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>(12)</b>			<b>3 878</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(8)		(87)	(87)
Dépréciations d'actifs	(6)		8	8
Restructurations	(3), (10)		(20)	(20)
Cessions d'actifs	(11)		104	104
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>			<b>9</b>	<b>3 883</b>
Coût de l'endettement financier net		(170)	(1)	(171)
Autre résultat financier	(11)	(140)	(8)	(148)
Résultat financier				
Impôt sur les bénéfices	(13)		(1 153)	(1 153)
Part dans les entreprises associées		99	-	99
<b>RÉSULTAT NET AVANT IMPÔT</b>		<b>3 663</b>	<b>(1 153)</b>	
Impôt sur les résultats	(13)	(1 153)	1 153	
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>2 510</b>		<b>2 510</b>
Part du Groupe		2 472	-	2 472
Intérêts minoritaires		38	-	38

### Reclassement de certains éléments du compte de résultat résumés de Gaz de France

- (1) Différentes refacturations enregistrées sous la rubrique «Chiffre d'affaires» ont été reclassées sous la rubrique «Autre résultat opérationnel».
- (2) Les «Consommations externes» ont été reclassées sous la rubrique «Achats» à l'exception des «Autres achats et charges externes» et de la «Production immobilisée» qui ont été reclassés en «Autre résultat opérationnel».
- (3) Les «Charges de personnel» ainsi que les «Dotations aux provisions» supportées au titre des restructurations ont été reclassées sous la rubrique «Restructuration».
- (4) Les «Autres produits opérationnels» et les «Autres charges opérationnelles» ont été reclassés sous la rubrique «Autre résultat opérationnel».
- (5) Les rémunérations en actions enregistrées sous différentes rubriques ont été reclassées sous la rubrique «Charges de personnel».

- (6) Les pertes de valeur enregistrées sous la rubrique «Amortissements et provisions» ont été reclassées sous la rubrique «Dépréciations d'actifs».
- (7) Les dépréciations sur actifs circulants enregistrées sous la rubrique «Autres produits opérationnels» et les «Autres charges opérationnelles» ont été reclassés sous la rubrique «Amortissements, dépréciations et provisions, nets».
- (8) Les «Gains et pertes latents sur les instruments dérivés» inclus selon leur nature sous les rubriques «Autres produits opérationnels» ou «Autres charges opérationnelles» ont été reclassés sous la rubrique «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel».
- (9) Les «Gains et pertes réalisés sur les instruments de couverture de matière première» inclus sous la rubrique «Autre résultat opérationnel» ont été reclassés selon leur nature sous les rubriques «Chiffre d'affaires» ou «Achats».
- (10) Les frais de fusion qui étaient inclus dans «Autres produits opérationnels» ou «Autres charges opérationnelles» ont été reclassés sous la rubrique «Restructuration».
- (11) Les «Résultats générés par les plus values sur cessions d'immobilisations corporelles, incorporelles ou d'actifs financiers» qui selon leur nature étaient inclus dans «Autres produits opérationnels», «Autres charges opérationnelles», ou «Autre résultat financier» ont été reclassés sous la rubrique «Cessions d'actifs».
- (12) L'indicateur du «Résultat opérationnel» a été remplacé par le «Résultat opérationnel courant».
- (13) La rubrique «Impôt sur les résultats» a été reclassée sous le poste «Impôt sur les bénéfices».

Le «Résultat avant impôt» ne figure pas dans la présentation retenue pour le nouveau groupe.

Le Groupe continuera ses travaux d'harmonisation des principes de présentation. Par conséquent, d'autres reclassements pourraient s'avérer nécessaires.

## 7 EFFET DES REMÈDES

Conformément aux engagements pris par le Groupe dans le cadre de la fusion vis-à-vis de la Commission Européenne, certaines entités ont été cédées :

- cession de la participation de 25,5% dans le capital de SPE (Producteur Belge d'électricité) ;
- cession des réseaux de chaleur exploités par Gaz de France par l'intermédiaire de Cofathec-Coriance ;
- cession de la participation détenue dans le capital de Distrigaz ;
- cession à hauteur de 12,5% de la participation détenue dans le capital de Fluxys.

Dans les pro forma, ces cessions sont réputées réalisées le 1<sup>er</sup> janvier de chaque période présentée : les contributions de ces entités, ainsi que les plus values de cession réalisées lors de la cession de ces actifs (principalement la cession de la participation dans Distrigaz et la cession de 12,5% du capital de Fluxys) ont été éliminées des informations financières pro forma, et sont reprises sur la ligne «Remèdes» des comptes de résultat pro forma présentés. Pour plus d'informations sur ces opérations, se référer à la note 2 «Principales variations de périmètre» et à la note 29 «Événements postérieurs à la clôture» des notes aux états financiers consolidés incluses dans ce même document de référence.

## 8 CALCUL ET AFFECTATION DU COÛT DU REGROUPEMENT

Le coût du regroupement et son affectation sont présentés dans la note 2 «principales variations de périmètre». Les écarts d'évaluation de 17 315 millions d'euros affectés aux actifs de concessions, aux autres immobilisations incorporelles ainsi qu'aux immobilisations corporelles sont amortis sur une durée d'utilité moyenne pondérée de 18,2 années. Une charge d'amortissement complémentaire de 479 millions d'euros au 31 décembre 2008 et 662 millions d'euros au 31 décembre 2007 a donc été constatée dans les comptes de résultat pro forma, intégrant l'incidence de l'amortissement de la réévaluation constatée dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement ainsi que l'effet, sur l'exercice 2008, de l'extourne du recyclage en résultat des réserves d'OCI afférentes aux instruments

qualifiés de cash flow hedge et existantes à la date de la fusion. Comme indiqué en note 2 «Principales variations de périmètre», les provisions pour renouvellement des actifs de distribution de gaz en France ont été supprimées entraînant de facto l'annulation de la charge de désactualisation des provisions pour renouvellement. Cet effet se traduit par un produit en «Autres produits et charges financières» de 262 millions d'euros au 31 décembre 2008 et de 225 millions d'euros au 31 décembre 2007 dans les comptes de résultat pro forma.

L'effet impôt lié à ces ajustements pro forma s'élève à respectivement 105 millions d'euros au 31 décembre 2008 et 194 millions d'euros au 31 décembre 2007.

## 9 AUTRES AJUSTEMENTS PRO FORMA

### 9.1 Harmonisation des normes IFRS appliquées

Le seul ajustement réalisé en vue d'harmoniser les principes comptables respectifs de Suez et de Gaz de France concerne les coûts d'emprunts. Conformément à la révision d'IAS 23, le nouveau Groupe a choisi d'activer les coûts d'emprunts. Ceci constitue un changement par rapport à la pratique appliquée par Gaz de France qui consistait à comptabiliser en charge tous les coûts d'emprunts relatifs à la période au cours de laquelle ils ont été engagés, y compris les coûts d'emprunts engagés lors de la période de construction en vue de financer les actifs en concession et les immobilisations incorporelles.

L'activation des coûts d'emprunts conduit à diminuer les charges d'intérêts de 37 millions au 31 décembre 2008 et de 46 millions au 31 décembre 2007. L'impact de ce retraitement sur le poste «Impôt sur les bénéfices» représente 13 millions au 31 décembre 2008 et 15 millions d'euros au 31 décembre 2007.

### 9.2 Opérations intra-groupe

Les achats et ventes d'énergie et de services réciproques entre les sociétés du nouveau Groupe ont été éliminés dans les comptes de résultat pro forma.

### 9.3 Participations croisées et dividendes liés

Les dividendes perçus par Gaz de France et Suez au titre des participations croisées ont été retraités des comptes de résultat pro forma. Les retraitements enregistrés s'élèvent à (21) millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2007 et (23) millions d'euros au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2008.

### 9.4 Apport-Distribution

À l'issue de l'Apport-Distribution préalable à la fusion, le nouveau Groupe détient 35% de Suez Environnement Company et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires regroupant le nouveau Groupe et les principaux actionnaires de l'ancien Groupe Suez, soit environ 47% du capital de Suez Environnement Company. Par conséquent les Informations pro forma ont été établies en maintenant Suez Environnement Company en intégration globale et en reclassant la part des intérêts minoritaires relatifs à ce pôle pour tenir compte de cet Apport-Distribution.

Le retraitement de l'Apport-Distribution tel que reflété actuellement dans les comptes de résultat pro forma présentés ne tient compte d'aucun effet d'impôt différé ou courant potentiel lié à cette opération.

En l'absence de disposition spécifique dans les principes IFRS et compte tenu du fait que le nouveau Groupe conserve le contrôle exclusif de Suez Environnement Company au travers d'un pacte d'actionnaire, l'opération d'Apport-Distribution a été comptabilisée à la valeur nette comptable consolidée de la quote-part ainsi distribuée de Suez Environnement Company.

L'Apport-Distribution se traduit donc par une diminution de 334 millions euros au 31 décembre 2007 et de 116 millions d'euros au 31 décembre 2008 du résultat Groupe, avec pour contrepartie la part des minoritaires.

### 9.5 Frais de fusion

Dans le cadre de la fusion, des frais constitués par les honoraires des conseils juridiques, des banques conseils, ainsi que des cabinets conseils en matière financière et comptable ont été engagés. La fraction de ces frais engagée par Gaz de France sur l'exercice 2007 ainsi que sur le premier semestre 2008 a été enregistrée en résultat dans les comptes consolidés de Gaz de France, s'agissant d'une acquisition inversée. Les entités ex-Suez ont également comptabilisé dans leur compte de résultats 2007 et 2008 les frais d'apport-distribution de Suez Environnement Company ainsi que d'autres frais de fusion non éligibles à la capitalisation dans le coût d'acquisition. Ces frais ayant été engagés dans le cadre de la préparation et de la réalisation de la fusion, ils sont donc réputés avoir été encourus en amont de chacune des périodes présentées, et ont donc été annulés dans les comptes de résultat pro forma relatifs aux exercices 2007 et 2008 de GDF SUEZ. Ceci se traduit par une diminution des charges de restructuration de 33 millions euros au 31 décembre 2007 et de 140 millions d'euros au 31 décembre 2008. L'impact de ce retraitement sur le poste «Impôt sur les bénéfices» représente 11 millions d'euros et 48 millions d'euros respectivement au 31 décembre 2007 et au 31 décembre 2008.



SECTION PRO FORMA



# ÉTATS FINANCIERS

	PAGE		PAGE
<b>III. ETATS FINANCIERS</b>	<b>38</b>	Compte de résultat	40
Bilan	38	Tableau consolidé des flux de trésorerie	41
<i>Actif</i>	38	Variation des capitaux propres	42
<i>Passif</i>	39	État des produits et charges comptabilisés	44



### III. ETATS FINANCIERS

#### BILAN

##### Actif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<b>Actifs non courants</b>				
Immobilisations incorporelles nettes	10	10 691,6	3 497,7	3 488,1
Goodwill	9	27 510,1	14 902,8	13 404,6
Immobilisations corporelles nettes	11	63 482,1	22 597,1	21 002,8
Titres disponibles à la vente	14	3 309,0	4 120,7	2 816,5
Prêts et créances au coût amorti	14	2 303,5	2 107,0	2 170,1
Instruments financiers dérivés	14	2 893,4	1 140,1	1 014,1
Participations dans les entreprises associées	12	3 104,3	1 214,3	1 259,7
Autres actifs	14	1 271,8	730,5	778,8
Impôts différés Actif	7	618,4	1 085,0	871,0
<b>TOTAL ACTIFS NON COURANTS</b>		<b>115 184,3</b>	<b>51 395,2</b>	<b>46 805,7</b>
<b>Actifs courants</b>				
Prêts et créances au coût amorti	14	1 346,4	331,3	298,8
Instruments financiers dérivés	14	9 439,9	3 363,3	3 318,6
Clients et autres débiteurs	14	22 729,3	11 869,3	10 412,2
Stocks		4 208,9	1 571,8	1 483,4
Autres actifs	14	4 481,0	2 556,5	2 336,6
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	14	768,9	1 319,5	833,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	9 049,3	6 720,2	7 946,3
<b>TOTAL ACTIFS COURANTS</b>		<b>52 023,7</b>	<b>27 732,0</b>	<b>26 628,9</b>
<b>TOTAL BILAN ACTIF</b>		<b>167 208,0</b>	<b>79 127,2</b>	<b>73 434,6</b>



## Passif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Capitaux propres part du Groupe		57 747,7	22 192,8	19 503,8
Intérêts minoritaires		5 070,6	2 668,1	3 060,0
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>16</b>	<b>62 818,3</b>	<b>24 860,9</b>	<b>22 563,8</b>
<b>Passifs non courants</b>				
Provisions	17	12 607,0	8 448,5	8 419,7
Dettes financières	14	24 200,4	14 526,0	13 000,6
Instruments financiers dérivés	14	2 889,6	800,9	711,7
Autres passifs financiers	14	859,1	778,0	467,5
Autres passifs		1 277,7	1 004,5	917,3
Impôts différés passif	7	10 546,4	1 643,6	1 444,5
<b>TOTAL PASSIFS NON COURANTS</b>		<b>52 380,1</b>	<b>27 201,5</b>	<b>24 961,3</b>
<b>Passifs courants</b>				
Provisions	17	2 185,7	1 106,6	1 366,1
Dettes financières	14	14 641,0	7 129,8	6 678,5
Instruments financiers dérivés	14	9 472,4	3 201,9	3 369,5
Fournisseurs et autres créanciers	14	17 914,7	10 038,1	9 209,4
Autres passifs		7 795,8	5 588,4	5 286,0
<b>TOTAL PASSIFS COURANTS</b>		<b>52 009,6</b>	<b>27 064,8</b>	<b>25 909,5</b>
<b>TOTAL BILAN PASSIF</b>		<b>167 208,0</b>	<b>79 127,2</b>	<b>73 434,6</b>

NB : les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un léger écart au niveau des totaux ou variations.

Les données relatives aux exercices 2007 et 2006 correspondent aux comptes historiques publiés de Suez. Les données 2008 comprennent les entités du périmètre ex-Suez ainsi que la contribution de Gaz de France et de ses filiales à compter du 22 juillet 2008. Les données pro forma sont présentées dans la section pro forma du document de référence.



## COMPTES DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Chiffre d'affaires		67 923, 8	47 475,4	44 289,2
Achats		(35 879, 0)	(21 289,4)	(21 010,0)
Charges de personnel		(9 679, 0)	(8 141,5)	(7 640,8)
Amortissements, dépréciations et provisions		(3 713, 5)	(1 912,7)	(1 684,8)
Autres produits et charges opérationnels		(12 428, 8)	(10 956,4)	(9 457,1)
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>4</b>	<b>6 223,6</b>	<b>5 175,4</b>	<b>4 496,5</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		563,6	67,8	17,1
Dépréciations d'actifs corporels, incorporels et financiers		(811,8)	(132,0)	(150,3)
Restructurations		(254,2)	(42,6)	(88,8)
Cessions d'actifs		1 957, 7	339,4	1 093,1
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>5</b>	<b>7 678,8</b>	<b>5 408,0</b>	<b>5 367,6</b>
Charges financières		(2 377, 8)	(1 709,5)	(1 610,6)
Produits financiers		883,7	987,4	879,6
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>6</b>	<b>(1 494,1)</b>	<b>(722,1)</b>	<b>(731,0)</b>
Impôt sur les bénéfices	7	(911,9)	(527,5)	(815,1)
Quote-part de résultat des entreprises associées	12	318,3	457,9	372,7
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>5 591, 2</b>	<b>4 616,3</b>	<b>4 194,2</b>
Résultat net part du Groupe		4 857, 1	3 923,5	3 606,3
Intérêts minoritaires		734,0	692,7	587,9
<b>Résultat net part du Groupe par action</b>	<b>8</b>	<b>2,98</b>	<b>3,24</b>	<b>3,00</b>
Résultat net part du Groupe par action dilué	8	2,95	3,19	2,96

Les données relatives aux exercices 2007 et 2006 correspondent aux comptes historiques publiés de Suez. Les données 2008 comprennent les entités du périmètre ex-Suez ainsi que la contribution de Gaz de France et de ses filiales à compter du 22 juillet 2008. Les données pro forma sont présentées dans la section pro forma du document de référence.



## TABLEAU CONSOLIDÉ DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
<b>Résultat net</b>	5 591,2	4 616,3	4 194,2
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(318,3)	(457,9)	(372,7)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	358,1	229,8	355,7
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	3 986,0	1 925,3	1 743,3
- Plus-values nettes sur cessions	(1 957,7)	(339,4)	(1 097,7)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(563,6)	(67,8)	(17,1)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	184,4	110,8	31,7
- Charge d'impôt	911,9	527,5	815,1
- Résultat financier	1 494,1	722,1	731,0
<b>MBA avant résultat financier et impôt</b>	<b>9 686,1</b>	<b>7 266,6</b>	<b>6 383,5</b>
+ Impôt décaissé	(1 806,3)	(1 005,6)	(985,4)
<b>Variation du besoin en fonds de roulement</b>	<b>(3 486,6)</b>	<b>(244,3)</b>	<b>(225,9)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>4 393,1</b>	<b>6 016,6</b>	<b>5 172,2</b>
Investissements corporels et incorporels	(9 125,0)	(3 129,7)	(2 367,6)
Acquisitions d'entités nettes de trésorerie et équivalent de trésorerie acquises	(723,2)	(1 508,3)	(1 088,2)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(517,5)	(1 361,9)	(315,6)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	127,6	131,1	181,8
Cessions d'entités nettes de trésorerie cédée et équivalents de trésorerie cédés	2 538,1	554,9	2 009,9
Cessions de titres disponibles à la vente	110,3	406,3	777,8
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	129,9	116,0	151,3
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	219,6	202,4	288,7
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(107,7)	(92,1)	(4,0)
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(7 347,9)</b>	<b>(4 681,2)</b>	<b>(365,9)</b>
Dividendes payés	(3 900,4)	(1 968,5)	(1 720,9)
Remboursement de dettes financières	(5 101,0)	(7 579,0)	(8 744,0)
Variation des actifs financiers évalués à leur juste valeur par résultat	517,8	(265,3)	346,3
Intérêts financiers versés	(1 482,6)	(1 230,9)	(1 081,4)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	260,7	272,8	326,9
Augmentation des dettes financières	15 666,5	8 478,7	3 538,3
Augmentation de capital	246,7	832,9	162,4
Cession de créances litigieuses			
Mouvement sur actions propres	(679,9)	(1 058,2)	234,3
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>	<b>5 527,9</b>	<b>(2 517,5)</b>	<b>(6 938,1)</b>
Effet des variations de change, de méthodes et divers	(248,4)	(44,0)	(296,3)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE</b>	<b>2 324,7</b>	<b>(1 226,1)</b>	<b>(2 428,1)</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE</b>	<b>6 720,2</b>	<b>7 946,3</b>	<b>10 374,4</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE</b>	<b>9 049,3</b>	<b>6 720,2</b>	<b>7 946,3</b>

Les données relatives aux exercices 2007 et 2006 correspondent aux comptes historiques publiés de Suez. Les données 2008 comprennent les entités du périmètre ex-Suez ainsi que la contribution de Gaz de France et de ses filiales à compter du 22 juillet 2008. Les données pro forma sont présentées dans la section pro forma du document de référence.



## VARIATION DES CAPITAUX PROPRES

	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consoli- dées et Résultat Part du Groupe	Variations justes valeurs et autres	Actions propres	Écarts de conver- sion	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritari- res	Total
<b>Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2005</b>	<b>1 270 756 255</b>	<b>2 541,4</b>	<b>11 378,9</b>	<b>2 061,7</b>	<b>37,3</b>	<b>(355,7)</b>	<b>592,3</b>	<b>16 255,9</b>	<b>2 567,3</b>	<b>18 823,2</b>
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres					842,9		(349,9)	493,0	(84,5)	408,5
Résultat net				3 606,3				3 606,3	587,9	4 194,2
<b>TOTAL DES CHARGES ET PRODUITS COMPTABILISÉS</b>				<b>3 606,3</b>	<b>842,9</b>		<b>(349,9)</b>	<b>4 099,3</b>	<b>503,4</b>	<b>4 602,7</b>
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	6 388 344	12,8	149,3	42,9				205,0		205,0
Augmentation de capital non Cash (OPM)	299 804	0,6	6,2					6,8		6,8
Dividendes distribués				(1 260,2)				(1 260,2)	(460,7)	(1 720,9)
Acquisitions nettes de titres d'autocontrôle				10,7		223,5		234,2		234,2
Autres variations				(37,2)				(37,2)	450,0	412,8
<b>Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2006</b>	<b>1 277 444 403</b>	<b>2 554,8</b>	<b>11 534,4</b>	<b>4 424,2</b>	<b>880,2</b>	<b>(132,2)</b>	<b>242,4</b>	<b>19 503,8</b>	<b>3 060,0</b>	<b>22 563,8</b>
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres					787,1		(386,5)	400,7	36,5	437,2
Résultat net				3 923,5				3 923,5	692,8	4 616,3
<b>TOTAL DES CHARGES ET PRODUITS COMPTABILISÉS</b>				<b>3 923,5</b>	<b>787,1</b>		<b>(386,5)</b>	<b>4 324,2</b>	<b>729,3</b>	<b>5 053,5</b>
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	29 599 119	59,2	767,6	116,6				943,4		943,4
Dividendes distribués				(1 513,8)				(1 513,8)	(448,4)	(1 962,2)
Acquisitions nettes de titres d'autocontrôle				17,6		(1 082,5)		(1 064,9)	3,6	(1 061,2)
Autres variations									(676,4)	(676,4)



	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consoli- dées et Résultat Part du Groupe	Variations justes valeurs et autres	Actions propres	Écarts de conver- sion	Capitaux propres part du Groupe	Intérêts minoritai- res	Total
<b>Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2007</b>	<b>1 307 043 522</b>	<b>2 614,1</b>	<b>12 302,0</b>	<b>6 968,1</b>	<b>1 667, 3</b>	<b>(1 214, 7)</b>	<b>(144,1)</b>	<b>22 192,8</b>	<b>2 668, 1</b>	<b>24 860, 9</b>
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres					(2 198, 0)		(529,2)	(2 727,2)	(507,0)	(3 234,2)
Résultat net				4 857, 4				4 857, 4	734,0	5 591, 4
<b>TOTAL DES CHARGES ET PRODUITS COMPTABILISÉS</b>				<b>4 857, 4</b>	<b>(2 198, 0)</b>		<b>(529,2)</b>	<b>2 130,2</b>	<b>227,0</b>	<b>2 357, 2</b>
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	4 009 571	5,9	77,4	169,0				252,3		252,3
Dividendes distribués				(3 442, 8)				(3 442, 8)	(466,7)	(3 909,5)
Acquisitions nettes de titres d'autocontrôle				31,1		(720,0)		(688,9)	4,0	(684,9)
Acquisition Gaz de France	1 207 660 692	1 207,7	16 878, 9	21 731, 2				39 817, 8	620,0	40 437, 8
Conversion en actions GDF SUEZ <sup>(a)</sup>	(325 069 965)	(1 633,8)		1 440, 4		193,4				
Autres incidences sur l'acquisition de GDF				(274,0)				(274,0)		(274,0)
Distribution titres Suez Environnement Company				(2 289, 0)				(2 289, 0)	2 289,0	
Impact des Remèdes - Distrigaz & Fluxys									(849,0)	(849,0)
Autres variations				49,3				49,3	578,2	627,5
<b>Capitaux propres IFRS au 31 décembre 2008</b>	<b>2 193 643 820</b>	<b>2 193,9</b>	<b>29 258, 3</b>	<b>29 240, 7</b>	<b>(530,7)</b>	<b>(1 741,3)</b>	<b>(673,3)</b>	<b>57 747,7</b>	<b>5 070, 6</b>	<b>62 818, 3</b>

(a) Pour plus d'information se reporter à la note 16.

Les données relatives aux exercices 2007 et 2006 correspondent aux comptes historiques publiés de Suez. Les données 2008 comprennent les entités du périmètre ex-Suez ainsi que la contribution de Gaz de France et de ses filiales à compter du 22 juillet 2008. Les données pro forma sont présentées dans la section pro forma du document de référence.



## ÉTAT DES PRODUITS ET CHARGES COMPTABILISÉS

	Total au 31 déc. 2008	Dont part du Groupe	Dont intérêts minori- taires	Total au 31 déc. 2007	Dont part du Groupe	Dont intérêts minori- taires	Total au 31 déc. 2006	Dont part du Groupe	Dont intérêts minori- taires
Actifs financiers disponibles à la vente	(690,3)	(669,1)	(21,2)	395,8	353,7	42,2	293,6	290,4	3,2
Couverture d'investissement net	78,7	55,4	23,3	5,7	4,2	1,4	42,4	42,4	
Couverture des flux de trésorerie	(419,1)	(303,0)	(116,0)	(71,2)	(61,9)	(9,3)	89,9	87,3	2,6
Couverture des flux sur matières premières	(1 469,3)	(1 436,8)	(32,5)	351,6	342,8	8,8	640,0	658,5	(18,5)
Pertes et gains actuariels	(638,5)	(571,3)	(67,2)	397,2	381,5	15,6	54,4	52,4	2,0
Impôts différés	826,1	781,5	44,6	(254,3)	(247,4)	(6,9)	(314,3)	(318,3)	4,0
Écarts de conversion	(922,0)	(584,0)	(338,0)	(387,8)	(372,4)	(15,4)	(397,5)	(319,7)	(77,8)
Charges et produits reconnus directement en capitaux propres	(3 234,2)	(2 727,2)	(507,0)	437,2	400,7	36,5	408,5	493,0	(84,5)
Résultat net	5 591,4	4 857,4	734,0	4 616,3	3 923,5	692,8	4 194,2	3 606,3	587,9
<b>TOTAL DES CHARGES ET PRODUITS COMPTABILISÉS</b>	<b>2 357,2</b>	<b>2 130,2</b>	<b>227,0</b>	<b>5 053,5</b>	<b>4 324,2</b>	<b>729,3</b>	<b>4 602,7</b>	<b>4 099,3</b>	<b>503,4</b>

Les données relatives aux exercices 2007 et 2006 correspondent aux comptes historiques publiés de Suez. Les données 2008 comprennent les entités du périmètre ex-Suez ainsi que la contribution de Gaz de France et de ses filiales à compter du 22 juillet 2008. Les données pro forma sont présentées dans la section pro forma du document de référence.

# IV

## NOTES AUX COMPTES

<b>RFA</b>		PAGE		PAGE
<b>NOTE 1</b>	Résumé des méthodes comptables	46	<b>NOTE 16</b>	Éléments sur capitaux propres 114
<b>NOTE 2</b>	Principales variations de périmètre	62	<b>NOTE 17</b>	Provisions 117
<b>NOTE 3</b>	Information sectorielle	67	<b>NOTE 18</b>	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme 120
<b>NOTE 4</b>	Éléments du Résultat Opérationnel Courant	73	<b>NOTE 19</b>	Activité Exploration - Production 131
<b>NOTE 5</b>	Résultat des activités opérationnelles	74	<b>NOTE 20</b>	Contrats de location - financement 132
<b>NOTE 6</b>	Résultat financier	77	<b>NOTE 21</b>	Contrats de location simple 133
<b>NOTE 7</b>	Impôts	78	<b>NOTE 22</b>	Contrats de concession 134
<b>NOTE 8</b>	Résultat par action	83	<b>NOTE 23</b>	Flux de trésorerie 136
<b>NOTE 9</b>	Goodwills	85	<b>NOTE 24</b>	Paiements fondés sur des actions 137
<b>NOTE 10</b>	Immobilisations incorporelles	87	<b>NOTE 25</b>	Transactions avec des parties liées 143
<b>NOTE 11</b>	Immobilisations corporelles	89	<b>NOTE 26</b>	Rémunération des dirigeants 145
<b>NOTE 12</b>	Participations dans les entreprises associées	91	<b>NOTE 27</b>	Actifs et passifs éventuels 145
<b>NOTE 13</b>	Participations dans les co-entreprises	93	<b>NOTE 28</b>	Litiges et arbitrages 145
<b>NOTE 14</b>	Instruments financiers	94	<b>NOTE 29</b>	Événements postérieurs à la clôture 149
<b>NOTE 15</b>	Gestion des risques liés aux instruments financiers	101	<b>NOTE 30</b>	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2008 150

## INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE GDF SUEZ

Le 16 juillet 2008, l'Assemblée Générale Mixte de Gaz de France a approuvé la fusion de Suez avec Gaz de France. À la même date, l'Assemblée Générale Mixte de Suez a approuvé la fusion de Suez avec Gaz de France, la mise en bourse de SUEZ Environnement et la distribution aux actionnaires de Suez de 65% des actions de SUEZ Environnement. La fusion-absorption de Suez par Gaz de France SA, effective depuis le 22 juillet 2008, a été comptabilisée à cette date comme l'acquisition par le groupe Suez du groupe Gaz de France comme développé dans la note 2 «Principales variations de périmètre». En conséquence, pour 2006 et 2007, les états financiers consolidés du groupe Suez constituent les états financiers historiques du nouveau groupe GDF SUEZ (le Groupe). Pour des raisons de publication aux USA, le Groupe présente deux exercices comparatifs.

GDF SUEZ SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 22, rue du docteur Lancereaux à Paris 75008, France.

Les titres de GDF SUEZ sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

Le Groupe est un des premiers énergéticiens au niveau mondial, présent sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval. En inscrivant la croissance responsable au cœur de ses métiers (énergie, services à l'énergie et environnement), il se donne pour mission de relever les grands défis : répondre aux besoins en énergie, assurer la sécurité d'approvisionnement, lutter contre les changements climatiques et optimiser l'utilisation des ressources.

En date du 4 mars 2009, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2008.

## NOTE 1 RÉSUMÉ DES MÉTHODES COMPTABLES

### 1.1 Référentiel

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission Européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de GDF SUEZ sont fournies pour les trois derniers exercices 2006, 2007 et 2008 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2008, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément au référentiel IFRS tel que publié par l'IASB et adopté dans l'Union Européenne<sup>(1)</sup>.

Depuis le 31 décembre 2006, le Groupe applique IFRIC 12. Le Groupe considère que les dispositions de cette interprétation, qui est toujours en cours d'examen par l'Union Européenne, ne sont pas incompatibles avec les normes adoptées et peuvent donc être utilisées à titre d'orientation<sup>(2)</sup>.

Les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2008 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2007 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 et 1.1.2 :

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission Européenne [http://ec.europa.eu/internal\\_market/accounting/](http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/)

(2) Comme cela est prévu dans les Observations de la Commission des Communautés européennes de novembre 2003 concernant certains articles du règlement (CE) n° 1606/2002 du Parlement Européen et du Conseil, sur l'application des normes comptables internationales ainsi que la quatrième directive (78/660/CEE) du Conseil, du 25 juillet 1978, et la 7ème Directive 83/349/CEE du Conseil, du 13 juin 1983, sur la comptabilité.

### 1.1.1 Des normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire pour les états financiers annuels 2008

- IFRIC 14<sup>(3)</sup> – IAS 19 – Le plafonnement de l'actif au titre des régimes à prestations définies, les exigences de financement minimal et leur interaction

Cette interprétation n'a pas d'impact significatif sur les états financiers du Groupe.

- IFRIC 11 – IFRS 2 – Actions propres et transactions intra-groupe

Cette interprétation clarifie la comptabilisation dans une filiale des paiements en instruments de capitaux propres de la société mère effectués par achat d'actions propres. Elle n'a pas d'incidence sur les comptes du Groupe.

- IAS 39 et IFRS 7 – Amendements Reclassement d'actifs financiers

L'amendement d'IAS 39, en réponse à la crise financière, permet, d'une part, dans des cas rares, de reclasser des instruments financiers hors de la catégorie «Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et permet, d'autre part, sous certaines conditions, de reclasser des instruments financiers hors des catégories «Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et «Actifs financiers disponibles à la vente» vers la catégorie «Prêts et créances».

Ces amendements n'ont pas d'impact sur les états financiers du Groupe.

Pour mémoire, depuis le 31 décembre 2006, le Groupe applique IFRIC 12 qui est d'application obligatoire en 2008.

### 1.1.2 Des normes IFRS et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2008 et anticipée par le Groupe

#### IFRS 8 – Secteurs opérationnels

Cette norme, qui remplace IAS 14, aligne les informations sectorielles à fournir sur les dispositions de la norme américaine SFAS 131 qui impose de retenir l'approche de la direction (management approach) pour présenter les secteurs opérationnels. Elle n'a pas d'effet sur la performance ni sur la situation financière du Groupe mais donne lieu à la présentation d'informations différentes.

Le Groupe présente les informations sectorielles et les secteurs suivants :

#### Informations sectorielles

- chiffre d'affaires (interne et externe) ;
- EBITDA ;
- ROC ;
- amortissements ;
- capitaux employés ;
- investissements.

#### Informations géographiques

- chiffre d'affaires ;
- capitaux employés.

#### Secteurs présentés

- Énergie France ;
- Énergie Benelux Allemagne ;
- Énergie Europe ;
- Énergie Internationale ;
- Global Gaz & GNL ;
- Infrastructures ;
- Énergie Services ;
- Environnement.

#### IAS 23 – Coûts d'emprunt

Cette norme, révisée en 2007, supprime l'option de comptabilisation en charge.

L'application d'IAS 23 (révisée en 2007) n'a pas d'incidence car le Groupe a toujours appliqué le traitement alternatif qui consiste à incorporer les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction de l'actif qualifié.

### 1.1.3 Des normes IFRS et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2008 et non anticipée par le Groupe dès 2008

L'analyse des incidences de l'application de ces normes et interprétations est en cours.

- IAS 1 révisée en 2007 – Présentation des états financiers ;
- IFRS 3 révisée – Regroupement d'entreprise (phase 2)<sup>(1)</sup> ;
- IAS 27 révisée – États financiers consolidés et individuels<sup>(1)</sup> ;
- IAS 32 – Amendements Instruments financiers remboursables au gré du porteur et obligations survenant en cas de liquidation<sup>(1)</sup> ;
- IAS 39 – Amendement Éléments éligibles à une opération de couverture<sup>(1)</sup> ;
- IFRS 2 – Amendement Conditions d'acquisition et annulations ;
- IFRS 1 – Amendements Coût d'une participation dans une filiale, une entité contrôlée conjointement ou une entreprise associée ;
- IFRIC 13 – Programmes de fidélisation de la clientèle ;
- IFRIC 15 – Contrats pour la construction de biens immobiliers<sup>(1)</sup> ;
- IFRIC 16 – Couverture d'un investissement net dans une activité à l'étranger<sup>(1)</sup> ;
- IFRIC 17 – Distribution d'actifs non monétaires aux actionnaires<sup>(1)</sup> ;

(3) endossée par l'Union Européenne en décembre 2008 mais avec une date d'application obligatoire dans l'UE différée aux exercices ouverts à compter du 31 décembre 2008

- En mai 2008, l'IASB a publié une première série d'amendements aux normes (Amendements Améliorations aux normes internationales d'information financière) dans l'objectif d'en retirer certaines incohérences et d'en clarifier la formulation. Ils comportent des dispositions transitoires spécifiques pour chaque amendement.

### 1.1.4 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1<sup>er</sup> janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2004.

## 1.2 Base d'évaluation pour l'établissement des États Financiers Consolidés

Les états financiers ont été préparés selon la convention du coût historique, à l'exception de certains instruments financiers qui sont comptabilisés selon la convention de la juste valeur conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IAS 39.

## 1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

La crise financière qui sévit depuis plus de quinze mois a conduit le groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation des risques, en particulier de contrepartie, dans l'évaluation des instruments financiers. Cet environnement de crise et de volatilité extrême des marchés a été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de valeur et les calculs des provisions.

### 1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs de Gaz de France dans le cadre du regroupement d'entreprise. Cette évaluation est fondée sur des études réalisées par un spécialiste d'évaluation indépendant ;

- l'évaluation de la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

### 1.3.1.1 Évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs de Gaz de France acquis

Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs et passifs acquis comprennent notamment les valeurs assignées aux bases d'activité régulées pour les activités concernées, les hypothèses de prix du pétrole et de prix de vente du gaz, l'évolution de la parité euro/dollar, les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

### 1.3.1.2 Valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des goodwill, des immobilisations incorporelles et corporelles, qui portent en particulier sur les perspectives de marché nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait amener à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

### 1.3.1.3 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles liées aux installations de production nucléaire, sont, outre le niveau des coûts à proprement parler, le calendrier de leur survenance ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie. Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que la société estime les plus appropriées à ce jour.

Il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

### 1.3.1.4 Engagements pour retraite

L'évaluation des engagements pour retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

### 1.3.1.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, le Groupe doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

### 1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente. La libéralisation en Belgique du marché de l'énergie a rendu plus complexe la détermination des ventes sur des réseaux désormais utilisés par des opérateurs multiples. C'est ainsi que le Groupe est devenu tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives ne sont parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreurs dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs. En France, le gaz livré non relevé et non facturé dit «Gaz en Compteurs» est déterminé sur la base d'une méthode intégrant les chroniques de consommations des clients et valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

### 1.3.1.7 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Les prévisions de bénéfices imposables et les consommations de report déficitaire en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme.

## 1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour la classification de certains actifs et passifs de Gaz de France dans le cadre du regroupement d'entreprise, la comptabilisation des contrats de concession, la classification des accords qui contiennent des contrats de location, la comptabilisation des acquisitions d'intérêts minoritaires et pour la détermination des «activités normales» au regard d'IAS 39 pour les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément au bilan les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

## 1.4 Méthodes comptables

### 1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

Les méthodes de consolidation utilisées par le Groupe sont l'intégration globale, l'intégration proportionnelle et la mise en équivalence :

- les filiales (sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif) sont consolidées par intégration globale ;
- les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle, au pourcentage d'intérêt ;
- la mise en équivalence s'applique à toutes les entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. Selon cette méthode, le Groupe enregistre sur une ligne spécifique du compte de résultat consolidé intitulée «Part dans le résultat des entreprises associées» sa quote-part du résultat net de l'entreprise consolidée par mise en équivalence.

L'évaluation du type de contrôle est réalisée au cas par cas et repose sur une analyse du contrôle, après prise en compte des cas de présomption précisés dans les normes IAS 27, 28 et 31.

Les fonds communs de créances détenus dans le cadre des programmes de titrisation du Groupe et contrôlés par le Groupe sont consolidés en application des dispositions de la norme IAS 27 relative aux comptes consolidés et de son interprétation SIC 12 relative à la consolidation des entités ad hoc.

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

La liste des principales sociétés consolidées par intégration globale, intégration proportionnelle ou mise en équivalence est présentée dans les Notes aux états financiers.

### 1.4.2 Méthodes de conversion

#### 1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros qui est la monnaie fonctionnelle du Groupe.

#### 1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

#### 1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

#### 1.4.2.4 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

Le bilan est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des capitaux propres.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

Lors de la cession d'une entité étrangère, les différences de conversion antérieurement comptabilisées en capitaux propres sont comptabilisées en résultat.

#### 1.4.3 Regroupements d'entreprises

Pour les regroupements d'entreprises intervenus à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à leur juste valeur à la date de prise de contrôle les actifs, passifs et passifs éventuels identifiables à cette date.

Le coût du regroupement correspond à la juste valeur, à la date de l'échange, des actifs remis, des passifs encourus et/ou des instruments de capitaux propres émis en échange du contrôle de l'entité acquise et de tout autre coût directement attribuable à l'acquisition. Lorsque l'accord de regroupement d'entreprise prévoit un ajustement du prix d'achat dépendant d'événements futurs, le Groupe inclut le montant de cet ajustement dans le coût du regroupement d'entreprises à la date d'acquisition si cet ajustement est probable et peut être mesuré de manière fiable.

Le Groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser la comptabilisation du regroupement d'entreprises considéré.

#### 1.4.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

#### 1.4.4.1 Goodwills

##### Détermination des goodwills

Les goodwills représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprise (prix d'acquisition des titres majoré des coûts annexes directement attribuables à l'acquisition) et la part du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise à la date de prise de contrôle (sauf si la prise de contrôle est faite par étape).

Dans le cas d'une prise de contrôle par achats successifs de titres d'une filiale, le Groupe détermine un goodwill pour chaque transaction sur la base de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis à la date d'échange. Pour la part d'intérêt déjà détenue ainsi que pour les éventuels intérêts minoritaires, la différence entre cette juste valeur des actifs et passifs et leur valeur comptable avant acquisition constitue une réévaluation et est par conséquent comptabilisée en capitaux propres.

S'agissant des acquisitions d'intérêts minoritaires, en l'absence de dispositions spécifiques dans les normes IFRS, le Groupe a maintenu le traitement comptable selon lequel, en cas d'acquisition complémentaire de titres d'une filiale déjà consolidée par intégration globale, aucune réévaluation complémentaire des actifs et passifs identifiables n'est enregistrée. Le goodwill correspond dès lors à la différence entre le prix d'acquisition du nouveau lot de titres et la quote-part complémentaire acquise dans l'actif net de l'entreprise.

Dans le cas où la juste valeur nette des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables comptabilisés est supérieure au coût du regroupement d'entreprises, cette différence est immédiatement comptabilisée en résultat.

Les goodwills relatifs aux participations dans les entreprises associées sont inscrits dans la rubrique «Participations dans les entreprises associées».

##### Évaluation des goodwills

Les goodwills ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur identifiés. Ces goodwills sont testés au niveau d'Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

Les pertes de valeur relatives à des goodwills ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Dépréciation d'actifs» du compte de résultat.

Les pertes de valeur des goodwills relatifs à des entreprises associées sont présentées en «Quote-part de résultat des entreprises associées».

#### 1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

##### Frais de développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité. Compte tenu des activités du Groupe, les montants comptabilisés en tant que frais de développement à l'actif du bilan sont peu significatifs.

#### Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

- des sommes versées ou à verser en contrepartie de droits attachés à la qualité de concessionnaire ou d'exploitant d'équipements publics ;
- des portefeuilles clients acquis lors de regroupements d'entreprises ;
- des droits à capacité sur des centrales ; le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales nucléaires opérée par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans ;
- des droits de tirage d'eaux de surface et souterraine qui ne sont pas amortis, leur attribution n'étant assortie d'aucune limitation de durée ;
- des actifs de concessions ;
- la marque GDF Gaz de France et des contrats d'approvisionnement de gaz acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Gaz de France en 2008.

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté selon le mode linéaire, en fonction des durées d'utilité présentées dans le tableau ci-dessous (en années).

	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	65
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

Certaines immobilisations incorporelles (marque, droits d'eau...), dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties.

### 1.4.5 Immobilisations corporelles

#### 1.4.5.1 Immobilisations corporelles – évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application de IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date d'entrée une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de «l'actif» au titre du démantèlement.

Les immobilisations corporelles financées au moyen de contrats de location-financement sont présentées à l'actif pour la valeur

de marché ou la valeur actualisée des paiements futurs si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont également amorties selon le mode d'amortissement et les durées d'utilité décrits ci-dessous.

Le Groupe applique IAS 23 révisée, qui consiste à incorporer dans le coût de l'actif correspondant les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction de l'actif qualifié.

#### Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock, il est enregistré en immobilisations. Il est valorisé au coût moyen d'achat toutes origines confondues majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection.

#### 1.4.5.2 Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés linéairement sur les durées normales d'utilité suivantes :

<i>Principales durées d'amortissement (années)</i>	<b>Minimum</b>	<b>Maximum</b>
Installations techniques		
• Énergie		
Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60
Installation - Maintenance	3	10
Aménagements hydrauliques	20	65
• Environnement	2	70
Autres immobilisations corporelles	2	33

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minima concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maxima s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont amorties sur 40 ans de manière prospective depuis l'exercice 2003.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre le contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte du renouvellement des contrats si ce dernier est estimé raisonnablement certain par le Groupe.

Le gaz coussin est amorti linéairement sur une durée de 60 ans.

#### 1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

Le Groupe applique la norme IFRS 6 - Prospection et évaluation de ressources minérales.

Les dépenses de géologie et géophysique sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les coûts d'exploration sont immobilisés en investissements en cours dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Le coût des forages d'exploration est temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

- le puits a mis en évidence un volume suffisant de réserves pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
- le Groupe enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme, la réalisation de dépenses d'études de développement et en tenant compte du fait que le Groupe puisse être dans l'attente d'autorisations d'un gouvernement ou d'un tiers sur un projet proposé ou de disponibilité de capacité de transport ou de traitement sur une installation existante.

Selon la méthode dite des «successful efforts», à l'issue du programme d'exploration, lorsque le puits d'exploration a permis de confirmer avec certitude l'existence de réserves commercialisables, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.

Le calcul d'amortissement débute à partir de la mise en production des champs.

Les immobilisations de production y compris les coûts de remise en état des sites sont amorties selon la méthode à l'unité de production (UOP – «unit of production method») au rythme de l'épuisement du champ (déplétion) sur la base des réserves prouvées développées.

#### 1.4.7 Concessions

L'interprétation SIC 29 – Accords de concession de services – Informations à fournir, – publiée en mai 2001 traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes.

##### Concessions IFRIC 12

Le 30 novembre 2006, l'IFRIC a publié l'interprétation IFRIC 12 – Service Concession Arrangements – qui traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire. Suez a décidé d'appliquer par anticipation les dispositions de cette interprétation qui est obligatoire en 2008.

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

- la fourniture d'un service public et la gestion de l'infrastructure associée avec des obligations plus ou moins étendues d'extension et de renouvellement ;
- le concédant a l'obligation d'assurer le service public qui fait l'objet de la concession (critère déterminant) ;
- le concessionnaire est le responsable de l'exploitation et non un simple agent agissant sur ordre ;
- le prix et les conditions (régulation) de révision de prix sont fixés à l'origine du contrat.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de

l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle l'infrastructure, c'est-à-dire a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

En application d'IFRIC 12, les droits du concessionnaire sur les infrastructures des contrats de concession sont comptabilisés selon la nature du débiteur. Ainsi :

- le modèle «actif incorporel» est applicable lorsque le concessionnaire reçoit un droit à facturer les usagers du service public ; et que le concessionnaire est payé en substance par l'utilisateur,
- et le modèle «actif financier» est applicable quand le concessionnaire obtient un droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie ou un autre actif financier, soit directement de la part du concédant soit indirectement par l'intermédiaire des garanties données par le concédant sur le montant des encaissements de la part des usagers du service public (via, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti contractuellement), c'est-à-dire est payé en substance par le concédant.

Le terme «en substance» signifie que l'identité du payeur n'est pas en soit le critère déterminant mais qu'en fait, il convient de déterminer qui est le véritable débiteur final.

Ainsi, dans le cas où la collectivité paye le Groupe mais n'est en fait qu'un simple intermédiaire collecteur de tarifs et ne donne pas de garantie sur les montants qui seront versés (accord de simple «pass through»), il convient de considérer qu'en substance, les usagers payent et que le modèle «actif incorporel» doit être retenu.

En revanche, dans le cas où les usagers payent le Groupe mais où, en fait, la collectivité garantit les montants qui seront versés pendant la durée du contrat (via, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti), il convient de considérer qu'en substance, c'est la collectivité qui paye et que c'est le modèle «actif financier» qui doit être retenu. En pratique, le modèle financier concerne principalement les contrats BOT («Build Operate Transfer») signés avec des collectivités et relatifs à des services publics (assainissement d'eau, incinération d'ordures ménagères).

En application de ces principes :

- les immobilisations reçues à titre gratuit du concédant ne sont pas inscrites au bilan ;
- les investissements de premier établissement sont comptabilisés de la façon suivante :
  - en cas d'application du modèle «actif incorporel» la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages s'il est prévu que les travaux génèrent des avantages économiques futurs (par exemple extension de réseau). Dans le cas contraire, la valeur actualisée des engagements de travaux est comptabilisée «*ab initio*» en contrepartie d'une dette de concession,

- en cas d'application du modèle «actif financier» la créance sur le concédant est comptabilisée au moment de la construction des ouvrages à la juste valeur des travaux,
- lorsque seule une part de l'investissement fait l'objet d'un engagement de paiement de la part du concédant, cette part est comptabilisée en actif financier à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde selon un modèle qualifié de mixte.

Les dépenses de renouvellement correspondent à des obligations prévues aux contrats dont les modalités peuvent différer (obligation de remise en état contractuelle, plan de renouvellement contractuel, compte de suivi contractuel...).

Elles sont comptabilisées soit à l'actif du bilan en tant qu'actif incorporel ou actif financier suivant le modèle applicable au contrat si elles génèrent des avantages économiques futurs (renouvellement améliorant), soit en charges dans le cas inverse (renouvellement à l'identique).

Les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la comptabilisation d'un actif ou d'un passif de renouvellement lorsque, à une date donnée, il existe un décalage temporel entre l'engagement contractuel et sa réalisation.

Les montants sont calculés par contrat en fonction des obligations de chaque contrat.

#### Autres concessions

Certaines infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles.

Cette analyse s'applique au cas particulier de la distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

#### 1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

##### Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :

- changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, politique ou du marché sur lequel l'entreprise opère ou auquel l'actif est dévolu,
- baisse de la demande,
- évolution du cours des énergies et du dollar,
- excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés ;
- au titre des indices internes :
  - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
  - performance inférieure aux prévisions,
  - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

#### Perte de valeur

Ces immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie) déterminé conformément aux prescriptions de IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

#### Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, celles-ci sont, le cas échéant, regroupées dans des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales données économiques retenues sont :

- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôt. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues

en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme demandé par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur comptable des actifs concernés est ramenée à leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture, de leur issue.

En cas de perte de valeur, la dépréciation est inscrite sur la ligne «Dépréciation d'actifs» du compte de résultat.

#### 1.4.9 Contrats de location

Dans le cadre de ses différentes activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne correspondent pas à la définition d'un contrat de location-financement sont classés en tant que contrats de location simple.

Les principaux indicateurs examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont les suivants : existence d'une clause de transfert automatique ou d'option de transfert de propriété, conditions d'exercice de cette clause, comparaison entre la durée du contrat et la durée de vie estimée du bien, spécificité de l'actif utilisé, et comparaison de la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat avec la juste valeur du bien.

##### 1.4.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont comptabilisés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière. L'actif est comptabilisé à la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux.

##### 1.4.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

Les paiements effectués au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

##### 1.4.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente «take-or-pay» qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de

contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

Le Groupe est concerné par cette interprétation principalement au titre de :

- certains de ses contrats d'achat/vente d'énergie, notamment dès lors qu'ils confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie ;
- certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

#### 1.4.10 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

#### Stock de Gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs, et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (cf. Immobilisations corporelles).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

#### Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la directive européenne 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union Européenne, des quotas d'émission de GES ont été alloués à titre gratuit à plusieurs sites industriels du Groupe. Les sites visés sont tenus de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions des gaz à effet de serre constatées lors de l'année écoulée. Afin de couvrir un éventuel déficit de quotas, le Groupe peut être amené à acheter des quotas sur les marchés d'échange de droits à polluer.

En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes

suiuants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés au bilan pour une valeur nulle ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché à la clôture des quotas restant à acquérir.

#### 1.4.11 Instruments financiers

Les instruments financiers sont comptabilisés et évalués conformément à IAS 32 et IAS 39.

##### 1.4.11.1 Actifs financiers

Ils comprennent les titres disponibles à la vente, les prêts et créances au coût amorti y compris les créances clients et comptes rattachés et les actifs financiers évalués en juste valeur par résultat, dont les instruments financiers dérivés.

##### Titres disponibles à la vente

La catégorie «titres disponibles à la vente» comprend les participations du Groupe dans des sociétés non consolidées et les titres de capitaux propres ou de dettes ne satisfaisant pas aux critères de classement dans les autres catégories (voir infra).

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, les titres disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur. Pour les actions de sociétés cotées, cette juste valeur est déterminée sur la base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les sociétés non cotées, la juste valeur est estimée à partir de techniques d'évaluation reconnues (référence à des transactions récentes, actualisation de flux de trésorerie futurs...).

Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en capitaux propres sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est jugée suffisamment significative ou prolongée pour impliquer une dépréciation le cas échéant. Dans ce dernier cas, une perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne «dépréciations d'actifs». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

##### Prêts et créances au coût amorti

La catégorie «prêts et créances au coût amorti» comprend principalement les créances rattachées à des participations, des avances en compte courant consenties à des entités associées ou non consolidées et des dépôts de garantie.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction.

À chaque date de clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode dite du taux d'intérêt effectif.

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et autres débiteurs sont comptabilisés à leur juste valeur ce qui dans la plupart des cas correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

#### Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

Ces actifs financiers répondent aux critères d'IAS 39 de qualification ou de désignation.

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalent de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

#### 1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés, les passifs de renouvellement ainsi que les autres passifs financiers.

Les passifs financiers sont ventilés au bilan entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

- les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois suivant la date de clôture ;
- les passifs financiers pour lesquels le Groupe ne dispose pas d'un droit inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

#### Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces primes et frais d'émission sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc constatés en résultat de façon actuarielle sur la durée de vie de l'emprunt.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». Les conditions selon lesquelles les dérivés incorporés doivent être comptabilisés séparément sont précisées ci-après. En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur

comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé, et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur, et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

#### Engagements d'achat d'intérêts minoritaires

Les autres passifs financiers comprennent notamment les puts sur minoritaires consentis par le Groupe.

En l'absence de précisions dans les textes IFRS, le Groupe a retenu le traitement comptable suivant pour ces engagements :

- à la mise en place du put, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des intérêts minoritaires. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des intérêts minoritaires, le solde est comptabilisé en goodwill ;
- à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de passif trouvent leur contrepartie en goodwill ;
- les versements de dividendes aux intérêts minoritaires se traduisent par une augmentation du goodwill ;
- au compte de résultat, les intérêts minoritaires se voient affecter leur quote-part de résultat. Au bilan la quote-part de profit allouée aux intérêts minoritaires réduit le montant du goodwill. Aucune charge financière n'est comptabilisée au titre des variations de valeur du passif qui trouvent toutes leurs contreparties en goodwill.

En cas de put à prix fixe, le passif correspond à la valeur actualisée du prix d'exercice.

En cas de put à la juste valeur ou à prix variable, le montant du passif est évalué sur la base d'une estimation de la juste valeur à la date de clôture ou de l'application des modalités contractuelles du prix d'exercice sur la base des derniers éléments connus.

La différence entre le montant du passif et le montant des intérêts minoritaires est comptabilisée en totalité en goodwill sans affectation à des écarts d'évaluation conformément à la méthode comptable retenue par le Groupe pour comptabiliser les acquisitions d'intérêts minoritaires.

#### 1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change, et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières.

#### Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres

observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent ainsi les contrats de type *swaps*, options, futures, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales», et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IAS 39. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que :

- le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe ne sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;
- le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IAS 39. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

#### Dérivés incorporés

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat dit «hôte» qui répond à la définition d'un instrument dérivé et dont les caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte.

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits incorporés sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Les dérivés incorporés font l'objet d'une comptabilisation séparée dès lors :

- que le contrat hôte n'est pas un instrument financier déjà comptabilisé à sa juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- que séparé du contrat hôte, la composante répond encore à la définition d'un produit dérivé (existence d'un sous-jacent, absence de règlement initial et règlement futur) ;
- et que les caractéristiques du dérivé identifié ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte. L'analyse de ce caractère «étroitement lié» est effectuée à la date de signature du contrat.

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué au bilan à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

#### Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés au bilan à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de :

- couverture de juste valeur d'un actif ou passif ;
- couverture de flux de trésorerie ;
- couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

#### Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en capitaux propres. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

#### Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits au bilan, ou de transactions futures non encore traduites au bilan, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en capitaux propres pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de

flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf dans le cas où l'élément couvert ne présente plus un caractère hautement probable : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

#### Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en capitaux propres pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

#### Identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture. Les couvertures sont considérées comme efficaces lorsque la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie entre élément de couverture et élément couvert se situe dans une fourchette comprise entre 80 et 125%.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

#### 1.4.11.4 Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein d'une rubrique spécifique «Marked to Market» ou «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers, et en résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés au bilan en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois, et en non courant pour les autres.

#### Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés est déterminée par référence au cours de bourse. Celle des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des instruments cotés similaires en nature et maturité, est déterminée par référence au cours de bourse de ces instruments.

Pour les autres instruments non cotés, la juste valeur est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Ces modèles prennent en considération des hypothèses basées sur les données du marché :

- la juste valeur des swaps de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des swaps de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : commodity swap ou commodity forward), et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

#### 1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

### 1.4.13 Titres d'autocontrôle

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

### 1.4.14 Paiements fondés sur des actions

IFRS 2 prescrit de constater en charge de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

Cette rémunération peut prendre la forme soit d'instruments réglés en actions, soit d'instruments réglés en trésorerie.

#### Instruments réglés en actions

#### 1.4.14.1 Plans d'options

Les options octroyées aux salariés du Groupe sont évaluées à la date d'attribution en utilisant un modèle de valorisation binomial. Ce modèle permet de tenir compte des caractéristiques du plan (prix d'exercice, période d'exercice), des données de marché lors de l'attribution (taux sans risque, cours de l'action, volatilité, dividendes attendus) et d'une hypothèse comportementale des bénéficiaires. Cette option est enregistrée en charges de personnel sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

#### 1.4.14.2 Attributions gratuites d'actions

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

#### 1.4.14.3 Plans d'épargne entreprise

Les plans d'épargne entreprise consistent à offrir aux salariés la possibilité de souscrire à une augmentation de capital réservée à une valeur décotée par rapport au cours de bourse. La juste valeur des instruments accordés par les plans d'épargne entreprise est estimée à la date d'attribution en fonction de la décote accordée aux salariés et de l'incessibilité des actions souscrites. La charge est enregistrée sans étalement en contrepartie des capitaux propres.

#### Instruments réglés en trésorerie

Dans certains cas où la législation locale ne permet pas l'utilisation de plans épargne entreprise, les instruments accordés sont des droits à l'appréciation du titre (appelés SAR, share appreciation rights). Ces instruments étant réglés en trésorerie, leur juste valeur est enregistrée en charge sur la période d'acquisition des droits en contrepartie d'une dette vis-à-vis du personnel.

La variation de juste valeur de la dette est constatée en résultat de chaque exercice.

### 1.4.15 Provisions

#### 1.4.15.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant de ces engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles, selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements diminués des coûts des services passés non encore comptabilisés sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif du bilan en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, le Groupe a retenu l'option offerte par IAS 19 d'abandonner la méthode dite du «corridor» et de comptabiliser directement en capitaux propres les pertes et gains actuariels résultant des changements d'hypothèses actuarielles et des ajustements liés à l'expérience.

Les écarts actuariels ainsi comptabilisés en capitaux propres font partie de l'état des «charges et produits comptabilisés» ou «SORIE». Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode.

Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels continuent à être immédiatement comptabilisés en résultat.

Les charges d'intérêt sur les obligations de retraite et assimilés sont présentées en résultat financier.

#### 1.4.15.2 Autres provisions

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour reconstitution de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «autres produits et autres charges financiers»).

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de site. La contrepartie de la provision pour démantèlement est un «actif de démantèlement» qui est inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement, ou du taux d'actualisation sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

#### 1.4.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires (correspondant aux produits des activités ordinaires selon IAS 18) du Groupe comprend essentiellement les produits liés aux activités suivantes :

- vente d'énergie ;
- prestations de services ;
- contrats de location et contrats de construction.

Les ventes sont reconnues lorsque la livraison a eu lieu (risques et avantages transférés à l'acheteur) ou à l'avancement pour les prestations de services et les contrats de construction, le prix est fixé ou déterminable et le caractère recouvrable des créances est probable.

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Dans le cas où l'existence d'un différé de paiement a un effet significatif sur la détermination de la juste valeur, il en est tenu compte en actualisant les paiements futurs.

##### 1.4.16.1 Vente d'énergie

Le chiffre d'affaires comprend essentiellement la vente d'électricité et de gaz, les redevances de transport et de distribution liées ainsi que différentes prestations comme la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ou les ventes de chaleur.

Le chiffre d'affaires est comptabilisé lorsqu'il est considéré comme acquis suite à la formalisation d'un contrat avec la contrepartie.

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante fixée indépendamment des volumes, dont le montant évolue sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à ces contrats est

étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne chiffre d'affaires. Selon le même principe, les résultats réalisés au titre des activités de négoce à caractère opérationnel («ventes en gros» ou «arbitrage»), liées aux actifs et visant à optimiser tant le parc de production que les portefeuilles de contrats d'achats de combustibles et de ventes d'énergie, sont présentés en net en chiffre d'affaires dès lors que les contrats de vente concernés pourraient être compensés par des achats similaires, ou si les contrats de vente participent à des stratégies d'échanges.

#### 1.4.16.2 Prestations de services

##### Environnement

###### Eau

La comptabilisation du chiffre d'affaires lié à la distribution d'eau est réalisée sur la base des volumes livrés aux clients, que ces volumes aient donné lieu à une facturation spécifique («relève») ou qu'ils aient été estimés en fonction du rendement des réseaux d'approvisionnement.

En ce qui concerne l'assainissement ou le traitement des effluents, le prix de la prestation est, soit inclus dans la facture de distribution d'eau, soit fait l'objet d'une facturation spécifique à la collectivité locale ou au client industriel.

En ce qui concerne les contrats de gérance, la rémunération du gérant est enregistrée en chiffre d'affaires.

##### Propreté

Le chiffre d'affaires lié à la collecte des déchets est constaté, dans la plupart des cas, en fonction des tonnages collectés et du service apporté par l'opérateur.

Les produits des autres traitements (tri et incinération principalement) sont fonction, d'une part, des volumes traités par l'opérateur et, d'autre part, des revenus annexes de valorisation (vente de matières premières – papier, cartons, verre, métaux, plastiques – pour les centres de tri et vente d'énergie – électricité ou chaleur – pour les incinérateurs).

##### Services à l'énergie

Les produits provenant des services dans le secteur de l'énergie, correspondant essentiellement à des prestations d'installation, de maintenance et de services à l'énergie, sont comptabilisés selon les dispositions de la norme IAS 18 qui prévoient la méthode du pourcentage d'avancement pour les activités de service.

#### 1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

Le chiffre d'affaires des contrats de construction est déterminé en appliquant la méthode du pourcentage d'avancement et de façon plus générale les dispositions présentées dans IAS 11. Selon les cas, ce degré d'avancement est déterminé soit sur la base de l'avancement des coûts soit par référence à un avancement physique tel que des jalons définis contractuellement.

Le chiffre d'affaires comprend également les produits sur les actifs financiers de concession (IFRIC 12) et les créances de location (IFRIC 4).

#### 1.4.17 Résultat Opérationnel Courant (ROC)

Le Résultat Opérationnel Courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente» (en conformité avec la Recommandation CNC 2004-R02, relative au compte de résultat, tableau de flux de trésorerie et tableau de variation des capitaux propres). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent aux dépréciations d'actifs, aux cessions d'actifs, aux charges de restructuration et au Marked to Market (MtM) des instruments financiers à caractère opérationnel et sont définis comme suit :

- Dépréciations d'actifs : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les actifs non courants ;
- Cessions d'actifs : cette rubrique comprend les plus ou moins values de cession sur les actifs non courants, les sociétés consolidées et les titres disponibles à la vente ;
- Charges de restructurations : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- MtM des instruments financiers à caractère opérationnel : cette rubrique correspond à la variation de Juste Valeur (Marked To Market) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoce (appelé aussi Trading) ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IAS 39, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible.

#### 1.4.18 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissements. Les «intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalent de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les dépréciations d'actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de dépréciation.

Les flux liés au paiement de l'impôt sont isolés.

#### 1.4.19 Impôts

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un goodwill dont la dépréciation n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Les différences temporelles nées des retraitements relatifs aux contrats de location financement donnent lieu à la comptabilisation d'impôts différés.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré, et sont présentés à l'actif ou au passif du bilan pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

#### 1.4.20 Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Ce nombre, ainsi que le résultat par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

#### 1.4.21 Existence de comptes publiés USA

Le groupe enregistre aux États-Unis, auprès de la SEC, un rapport 20-F, disponible au siège du Groupe et sur son site internet <http://www.gdfsuez.com/> à partir de sa date d'enregistrement.

## NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

### 2.1 Fusion Gaz de France - Suez Description de la transaction

La fusion entre Suez et Gaz de France, annoncée publiquement en février 2006, est devenue effective le 22 juillet 2008, après la signature du projet de traité intervenu le 5 juin 2008, l'approbation de celui-ci par les Assemblées Générales Extraordinaires des deux groupes le 16 juillet 2008, ainsi que la levée des dernières conditions suspensives, telles que prévues dans le Traité de Fusion. L'opération a consisté en une fusion-absorption de Suez par Gaz de France, la parité d'échange proposée ayant été fixée à 21 actions Gaz de France pour 22 actions Suez. Cette fusion-absorption a été précédée d'un certain nombre d'opérations destinées à permettre à Suez de distribuer à ses actionnaires 65% des actions composant le capital de SUEZ Environnement Company, opération sans impact sur les capitaux propres consolidés du nouveau Groupe GDF SUEZ car comptabilisée comme une distribution de dividendes au niveau des capitaux propres part du groupe et une augmentation des intérêts minoritaires. En effet, à l'issue de l'apport-distribution préalable à la fusion, GDF SUEZ détient 35% de SUEZ Environnement Company et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires regroupant GDF SUEZ et les principaux actionnaires de l'ancien Groupe Suez, et représentant ensemble 47% du capital de SUEZ Environnement Company.

D'un point de vue comptable, la fusion est analysée comme une acquisition «inversée» de Gaz de France par Suez. En effet, si l'opération est juridiquement réalisée par voie d'absorption de Suez par Gaz de France pour des raisons de continuité opérationnelle, l'appréciation de l'ensemble des critères prévus par la norme IFRS 3 «Regroupement d'entreprises» ont conduit à identifier Suez comme l'acquéreur comptable de Gaz de France.

#### 2.1.1 Calcul et allocation du coût du regroupement

Le regroupement d'entreprises a été comptabilisé en date du 22 juillet 2008, date de réalisation effective de la fusion.

Le calcul du coût du regroupement d'entreprises à la date de réalisation effective de la fusion peut être détaillé comme suit :

Nombre d'actions composant le capital de Suez ( <i>en millions</i> ) au 21 juillet (après déduction des actions Suez détenues par Suez et des actions Suez détenues par Gaz de France à cette date)	1 265
Participation théorique dans le nouveau Groupe détenue par les actionnaires de Gaz de France à l'issue de la transaction	44%
Nombre total d'actions de Suez ( <i>en millions</i> ) qui devraient être émises afin que les actionnaires de Gaz de France disposent du taux de participation déterminé ci-dessus dans le nouveau Groupe	993
Cours de l'action prise en compte à la date de réalisation effective de la fusion ( <i>en euros</i> )	40,09
<b>Prix d'acquisition (<i>en millions d'euros</i>)</b>	<b>39 818</b>
Coûts directement imputables à la transaction ( <i>en millions d'euros</i> )	103
Coût historique des actions Gaz de France détenues par Suez ( <i>en millions d'euros</i> )	272
<b>TOTAL DU COÛT DU REGROUPEMENT D'ENTREPRISES (EN MILLIONS D'EUROS)</b>	<b>40 193</b>

Gaz de France a émis 1 208 millions d'actions en rémunération des 1 309 millions d'actions composant le capital de Suez après déduction des 36 millions d'actions Suez détenues par Suez et des 8 millions d'actions Suez détenues par Gaz de France. À l'issue de l'émission des 1 208 millions d'actions Gaz de France, les actionnaires de l'ancienne entité Suez détiennent environ 56% du capital du nouveau Groupe (1 208 millions d'actions sur 2 156 millions d'actions en circulation), tandis que les actionnaires de l'ancienne entité Gaz de France en détiennent environ 44%.

Dans la mesure où cette transaction est qualifiée d'acquisition inversée, le coût du regroupement d'entreprises est réputé avoir été encouru par Suez (c'est-à-dire l'acquéreur comptable). En conséquence, le nombre d'actions à émettre est calculé comme étant le nombre d'actions que Suez aurait eu à émettre si le regroupement d'entreprises avait été réalisé sous forme d'émission d'actions nouvelles par Suez afin de conférer aux actionnaires de Gaz de France le même pourcentage de détention dans le nouveau Groupe que celui réellement obtenu du fait de l'opération juridique. Ainsi, 993 millions d'actions de Suez auraient dû être émises afin de donner aux actionnaires de Gaz de France une participation de 44% dans le nouveau Groupe.

Le prix d'acquisition a été évalué sur la base du cours de clôture du 22 juillet 2008, date de réalisation effective de la fusion. En conséquence, le prix d'acquisition a été estimé à 39 818 millions d'euros.

Au 22 juillet 2008, date de réalisation effective de la fusion, chaque action de Suez a été échangée contre environ 0,9545 action de Gaz de France (parité de 22 actions de Suez pour 21 actions de Gaz de France).

Le total des coûts de transaction encourus par Suez et directement imputables à la fusion s'élève à 103 millions d'euros avant impôt. Au 21 juillet 2008, Suez détenait 10 millions d'actions de Gaz de France pour un coût historique de 272 millions d'euros.

Conformément à la norme IFRS 3, le groupe dispose d'un délai de 12 mois à compter de la date d'acquisition pour finaliser l'allocation du coût du regroupement aux actifs, passifs et passifs éventuels de Gaz de France. Compte tenu de la taille et de la complexité

de l'opération, les allocations comptabilisées au 31 décembre 2008 présentées ci-après ont été déterminées de façon provisoire et pourraient être revues en fonction de l'évaluation définitive des justes valeurs.

<i>En millions d'euros</i>	<b>Valeur comptable chez l'acquise</b>	<b>Juste Valeur</b>
<b>Actifs non courants</b>		
Immobilisations incorporelles nettes <sup>(1)</sup>	1 313	4 922
Goodwill	1 825	0
Immobilisations corporelles nettes <sup>(1)</sup>	23 388	37 094
Titres disponibles à la vente	797	828
Prêts et créances au coût amorti	809	797
Instruments financiers dérivés	1 574	1 646
Participations dans les entreprises associées	1 182	1 780
Autres actifs	320	323
Impôts différés actif	76	92
<b>Actifs courants</b>		
Prêts et créances au coût amorti	385	382
Instruments financiers dérivés	4 730	4 750
Clients et autres débiteurs	7 532	7 499
Stocks	2 000	2 206
Autres actifs	1 678	1 649
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	150	150
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 946	2 946
<b>Passifs non courants</b>		
Provisions	7 347	3 801
Dettes financières	4 235	4 210
Instruments financiers dérivés	1 300	1 318
Autres passifs financiers	0	118
Autres passifs	80	80
Impôts différés passif	2 707	10 224
<b>Passifs courants</b>		
Provisions	230	1 146
Dettes financières	2 064	2 064
Instruments financiers dérivés	4 958	4 958
Fournisseurs et autres créanciers	6 055	6 052
Autres passifs	3 643	3 671
<b>Intérêts minoritaires</b>	575	620
<b>TOTAL ACTIF NET ACQUIS</b>	<b>17 511</b>	<b>28 803</b>
Coût du regroupement d'entreprise		40 193
<b>GOODWILL PROVISoire</b>		<b>11 390</b>

<sup>(1)</sup> Intègre le reclassement des immobilisations en concession d'immobilisations incorporelles à immobilisations corporelles pour 5 280 millions d'euros, les actifs correspondants ayant été comptabilisés selon IAS 16 dans les comptes de GDF SUEZ, comme indiqué en Note 1.4.7.

Dans le cadre de cette affectation du coût du regroupement, le groupe a comptabilisé :

- des immobilisations incorporelles au titre des relations clients, des marques ainsi que des contrats d'approvisionnement de gaz ;
- des immobilisations corporelles au titre des actifs de distribution de gaz en France, des actifs d'exploration et de production, mais également des réseaux de transport, des terminaux méthaniers, des sites de stockage et des actifs immobiliers.

L'estimation des provisions a été revue conformément aux principes d'IFRS 3. Dans ce cadre, la provision pour avantages en nature énergie a été évaluée à la juste valeur, et certains passifs éventuels résultant de litiges et procédures en cours à la date de fusion ont

donné lieu à la constitution de provisions (voir à ce sujet la note 17). Comme indiqué en note 1.4.7, les actifs de distribution de gaz en France ont été comptabilisés selon IAS 16, dans la mesure où GrDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946. Le Groupe a examiné les aspects juridiques et économiques propres à l'exercice de cette activité, et a conclu qu'il avait en substance le contrôle des infrastructures mises en concession. En conséquence, aucune provision pour renouvellement n'est comptabilisée.

Les ajustements des passifs d'impôts différés sont la conséquence comptable mécanique de l'allocation des justes valeurs.

Le tableau ci-dessous présente les diverses méthodes de valorisation utilisées dans le cadre de l'allocation préliminaire du prix d'acquisition :

<b>Concessions</b>	Approche par les coûts (*) («Base d'actifs régulés»)
<b>Immobilisations corporelles</b>	
Réseaux de transport	Approche par les coûts (*) («Base d'actifs régulés»)
Terminaux méthaniers	Approche par les coûts (*) («Base d'actifs régulés»)
Centres de stockage	Approche par les coûts («Coût de remplacement amorti»)
E&P	Approche par les revenus (Méthode des «discounted cash flows»)
Immobiliers	Approche de marché
<b>Immobilisations incorporelles</b>	
Relations clients	Approche par les revenus (Méthode des superprofits)
Marques	Approche par les revenus (Méthode des redevances)
Contrats d'approvisionnement	Approche par les revenus (Méthode des «discounted cash flows») ou Valeur de marché
<b>Participations dans des entreprises</b>	Approche par les revenus (Méthode des «discounted cash flows»)

(\*) Confortée par la méthode des «discounted cash flows» qui est équivalente à une approche par les coûts, sur la base d'un taux d'actualisation égal au taux de rémunération de la base d'actifs régulés.

Le goodwill représente principalement des parts de marché, la capacité de développement, et des synergies attendues notamment en terme d'approvisionnement en gaz, d'achats hors énergie, de coûts opérationnels et commerciaux et de revenus qui ne peuvent être comptabilisés distinctement au bilan de GDF SUEZ.

Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs et passifs acquis comprennent notamment les valeurs assignées aux bases d'activité régulées pour les activités concernées, les hypothèses de prix du pétrole et de prix de vente du gaz, l'évolution de la parité euro/dollar, les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs, ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

## 2.2 Remèdes et autres effets liés à la fusion Gaz de France - Suez

Dans le cadre des engagements pris à l'égard de la Commission Européenne et qui étaient destinés à emporter l'adhésion de la Commission Européenne au projet de fusion, Suez et Gaz de France avaient conclu les accords suivants :

- Suez avait conclu, le 29 mai 2008, un accord avec ENI pour la vente de sa participation (57,25%) dans Distrigaz, entité active dans le négoce de gaz naturel et incluse dans le secteur d'activité «Électricité et gaz en Europe». GDF SUEZ a signé le closing définitif le 30 octobre 2008 et la sortie de périmètre de Distrigaz a été constatée à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2008. Le prix payé par ENI en novembre 2008 s'élève à 2,7 milliards d'euros. Ce prix pourra être ajusté d'un complément de prix éventuel lié à la cession à Fluxys des activités de transit de Distrigaz & Co. Dans les états financiers 2008, la cession de Distrigaz s'est traduite par la constatation d'une plus-value de cession de 1 738 millions

d'euros et d'une diminution nette de - 2,1 milliards d'euros sur l'endettement net.

Par ailleurs, GDF SUEZ a finalisé le 30 octobre 2008 différents accords avec ENI dans les secteurs du gaz et de l'électricité :

- cession par ENI de 1 100 MW de capacité de production électrique virtuelle (VPP) en Italie pour une période de 20 ans et un prix de 1,2 milliard d'euros ;
- fourniture par ENI au profit de GDF SUEZ des contrats d'approvisionnements suivants :
  - 4 milliards de m<sup>3</sup> par an de gaz en Italie sur 20 ans, soit environ la moitié des besoins de GDF SUEZ en Italie,
  - 900 millions de m<sup>3</sup> par an de GNL en équivalent gazeux dans le Golfe du Mexique sur 20 ans,
  - une option pour un contrat de fourniture additionnel de 2,5 milliards de m<sup>3</sup> par an sur 11 ans, livrable en Allemagne ;
- cession par ENI à GDF SUEZ d'un ensemble d'actifs en Exploration & Production situés au Royaume-Uni, dans le Golfe du Mexique, en Égypte et en Indonésie pour un prix de 273 millions d'euros ;
- conclusion d'un accord entre ENI et GDF SUEZ pour la cession du réseau de distribution de gaz de la municipalité de Rome, pour un prix de 1,1 milliard d'euros. Le transfert de ce réseau est subordonné notamment à l'approbation des communautés concédantes.
- Dans le cadre de la restructuration de sa participation de 57,25% dans Fluxys en Belgique, Suez a accepté le 3 juillet 2008 l'offre d'achat par Ecofin Limited de 12,5% du capital de Fluxys, ramenant ainsi la participation de Suez dans Fluxys sous le niveau de 45%, comme elle en avait pris l'engagement envers la Commission Européenne. Le 3 septembre 2008, Publigaz a exercé le droit de préemption dont il était titulaire. La cession des 87 804 actions s'effectuera au prix convenu initialement avec Ecofin Limited, soit 2 600 euros par action. Au 31 décembre 2009, GDF SUEZ s'engage à céder à Publigaz un nombre d'actions de Fluxys suffisant pour permettre à cette dernière de détenir 51,28% du capital de Fluxys.

Les parties se sont par ailleurs accordées sur la mise en place de la société Fluxys International qui sera propriétaire du terminal de Zeebrugge. GDF SUEZ apportera également à cette société sa participation de 5% en Interconnector UK Limited. Le capital de Fluxys International sera détenu respectivement par GDF SUEZ à concurrence de 60%, Publigaz à concurrence de 20% et Fluxys à concurrence de 20%.

De son côté, Gaz de France avait conclu les accords suivants :

- le 20 juin 2008, Gaz de France a conclu un accord avec EDF pour la cession de sa participation de 25,5% dans le capital de SPE, producteur belge d'électricité. Le montant de la transaction s'élève à 515 millions d'euros, auquel s'ajouterait un complément de prix après mise en œuvre des engagements pris par Suez vis-à-vis de l'État belge. Cette cession était notamment conditionnée au non-exercice par Centrica du droit de préemption dont il dispose. Le 22 juillet 2008, Centrica a notifié son intention

d'exercer son droit de préemption. La cession à Centrica était sous réserve de l'approbation de l'opération par la Commission Européenne. Cette approbation, et donc la cession de SPE à Centrica, ont été effectives le 20 janvier 2009 ;

- Gaz de France a cédé Cofathec Coriance à A2A le 31 juillet 2008, suite à l'obtention de l'autorisation de la Commission Européenne. Le prix payé par A2A s'est établi à 44,6 millions d'euros ;
- enfin, la cession à Fluxys de la participation de Gaz de France de 25% dans SEGEO a été réalisée sur le second semestre 2008.

Par ailleurs, dans le cadre des engagements pris par Suez vis-à-vis du gouvernement belge (l'Accord Pax Electrica II), Suez a signé le 12 juin 2008 des conventions avec SPE pour l'augmentation de la quote-part de SPE dans la production d'énergie en Belgique. Ces conventions sont soumises à un certain nombre de conditions suspensives.

## 2.3 Information pro forma

Si la fusion avec Gaz de France était intervenue le 1<sup>er</sup> janvier 2008, le chiffre d'affaires du Groupe aurait été de 83 053 millions d'euros, le résultat opérationnel courant aurait été de 8 561 millions d'euros, et le résultat net part du groupe de l'exercice de 4 463 millions d'euros. Les informations pro forma sont présentées dans la section pro forma. Dans ces chiffres, le montant du résultat des entités de Gaz de France depuis la date d'acquisition, inclus dans le résultat du Groupe, représente un produit de 1 332 millions d'euros.

Les autres opérations décrites ci-après n'ont pas d'impact significatif sur les comptes.

## 2.4 Autres acquisitions de la période

### 2.4.1 Offre publique d'achat sur les intérêts minoritaires de la Sociedad General De Aguas de Barcelona (AGBAR)

L'offre de Suez, La Caixa et Hisusa sur l'ensemble des actions Aguas de Barcelona non encore détenues s'est clôturée avec succès le 16 janvier 2008. À l'issue de cette opération, les offrants détiennent 90,01% du capital. La structure de détention d'Agbar est désormais la suivante :

- Hisusa (intégrée proportionnellement) : 66,44% ;
- SUEZ Environnement Company (intégrée globalement) : 12,02% ;
- Criteria (Caixa) (hors groupe) : 11,55%.

Le groupe GDF SUEZ détient donc directement et indirectement (via sa quote-part dans Hisusa) 45,9% du capital d'Agbar, celle-ci demeurant intégrée proportionnellement.

Dans ses comptes annuels 2007, Suez avait considéré avoir pris un engagement irrévocable vis-à-vis des minoritaires. Le groupe avait donc comptabilisé dans ses états financiers une dette financière de 918 millions d'euros correspondant à un taux de succès de 100% de l'offre en cours. En tenant compte des titres effectivement

apportés, la dette financière contractée s'établit à 708 millions d'euros, en baisse de 210 millions d'euros.

#### 2.4.2 Acquisition Senoko Power

GDF SUEZ, en association avec divers partenaires, a signé le 5 septembre 2008 un contrat avec Temasek Holdings pour l'acquisition de la totalité des actions de Senoko Power, via une société commune dont GDF SUEZ détient 30% des titres.

Senoko détient et exploite un portefeuille d'unités de production – essentiellement des centrales à cycle combiné au gaz naturel – situées pour la plupart dans le nord de Singapour et représentant une capacité combinée de 3 300 MW. Cette acquisition a été réalisée pour un montant de 557 millions d'euros. Senoko Power est consolidée en intégration proportionnelle depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2008. L'allocation du coût du regroupement à la juste valeur des actifs, passifs, et passifs éventuels acquis, actuellement en cours, sera finalisée en 2009.

#### 2.4.3 Acquisition FirstLight Power Enterprises

GDF SUEZ a finalisé le 29 décembre 2008 l'acquisition de FirstLight Power Enterprises Inc à Energy Capital Partners. FirstLight détient et exploite un portefeuille de 15 unités de production électrique et construit actuellement une centrale au gaz naturel. Ces installations représentent une capacité totale de 1 538 MW dans le Massachusetts et le Connecticut.

Cette acquisition a été réalisée pour un montant de 959,5 millions de dollars. FirstLight est consolidée en intégration globale depuis le 31 décembre 2008. L'allocation du coût du regroupement à la juste valeur des actifs, passifs, et passifs éventuels acquis, actuellement en cours, sera finalisée en 2009.

#### 2.4.4 Acquisition des actifs NAM

GDF SUEZ a acquis auprès de Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM) un ensemble d'actifs d'exploration et de production en Mer du Nord néerlandaise au 1<sup>er</sup> octobre 2008 et une participation de 30% dans le gazoduc NOGAT au 31 décembre 2008. Cette transaction a été réalisée pour un montant global de 1 075 millions d'euros.

### 2.5 Événements survenus en 2007

#### 2.5.1 Développement stratégique dans les énergies éoliennes

Dans le cadre de sa politique de développement de sa production à partir d'énergies renouvelables, le Groupe a acquis notamment des participations majoritaires dans la Compagnie du Vent en France et dans Ventus Energy au Canada. Ces deux sociétés représentent respectivement des capacités de production électrique à l'étude et/ou en développement de 6 500 MW et de 2 000 MW.

Electrabel a acquis le 16 novembre 2007 56,8% des titres de La Compagnie du Vent, premier développeur d'énergie éolienne en France pour 421,9 millions d'euros. Cette opération, après prise

en compte d'un put sur minoritaires, a généré un goodwill de 633,9 millions d'euros. La Compagnie du Vent est consolidée par intégration globale dans les comptes de Suez depuis le 31 décembre 2007. L'allocation du prix d'acquisition à la juste valeur des actifs et passifs acquis a été réalisée en 2008 et se traduit par un goodwill de 613,9 millions d'euros.

Le 21 septembre 2007, une filiale de SUEZ Energy International a acquis 100% des titres de la société canadienne de développement de projets d'énergie éolienne Ventus Energy Inc pour 101,3 millions d'euros. Cette opération a généré un goodwill de 81,2 millions d'euros. Cette société est intégrée globalement dans les comptes de Suez depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2007 sur la base d'une allocation préliminaire du prix d'acquisition. L'allocation définitive a été finalisée en 2008.

#### 2.5.2 Effets en 2007 de la restructuration du secteur de la distribution en Belgique

Conformément aux accords pris dans le cadre de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité, Electrabel a cédé 10,5% de sa participation dans les Intercommunales wallonnes et 40% de sa participation dans l'Intercommunale bruxelloise et réalisé grâce à ces opérations une plus-value de 66,7 millions d'euros reconnue dans les comptes au 31 décembre 2007.

### 2.6 Événements survenus en 2006

#### 2.6.1 Sortie de l'Argentine

La société Aguas Argentinas a été déconsolidée à compter du 1<sup>er</sup> mars 2006 à la suite de la résiliation du contrat par le gouvernement argentin qui a provoqué son placement sous règlement judiciaire (concurso preventivo). Les actifs étaient dépréciés à 100% dans les comptes de l'exercice 2005.

#### 2.6.2 Effets en 2006 de la restructuration du secteur de la distribution en Belgique

La mise en œuvre de la libéralisation des marchés du gaz et de l'électricité décrétée par les différentes instances gouvernementales belges, en application des Directives Européennes, a provoqué chez Electrabel :

- la déconsolidation d'Electrabel Netten Vlaanderen, société d'exploitation des réseaux. Pour mémoire, ENV contribuait au bilan consolidé au 31 décembre 2005 pour 856 millions d'euros à l'actif, 814 millions d'euros au passif et 19 millions d'euros de résultat net part du groupe ;
- la cession de parts des sociétés intercommunales en Flandre. Electrabel a réduit sa participation au niveau convenu de 30% dans les intercommunales flamandes et réalisé par cette opération une plus-value de 236 millions d'euros reconnue dans les comptes au 31 décembre 2006 ;
- la constitution de Brussels Network Opérations, appelé à devenir l'opérateur des réseaux de distribution et sa cession en 2006 dans le cadre de l'ouverture totale du marché de l'énergie à Bruxelles à partir de 2007.

## NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

### 3.1 Secteurs opérationnels

Le Groupe a anticipé l'application d'IFRS 8 - Information sectorielle en 2008. Conformément aux dispositions de cette norme, les secteurs opérationnels retenus ci-après pour présenter l'information sectorielle ont été identifiés sur la base du reporting interne utilisé par le Comité de Direction Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs ainsi que l'évaluation de leurs performances. Le Comité de Direction Groupe est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8. Le découpage sectoriel correspond à la nouvelle organisation mise en place par le Groupe dans le cadre de la fusion et utilisé pour le reporting interne. Les indicateurs présentés dans le reporting interne pourraient évoluer dans le cadre de la mise en place du suivi de la performance. Les informations sectorielles comparatives au titre des exercices 2007 et 2006 ont été retraitées afin de présenter ces informations en fonction des nouveaux secteurs adoptés par le groupe à compter du 22 juillet 2008.

Les secteurs retenus par le groupe sont au nombre de 8 :

- Énergie France – les filiales concernées produisent de l'électricité et commercialisent en France des offres de gaz naturel, électricité et services, aux particuliers, professionnels, et entreprises ;
- Énergie Benelux Allemagne – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent le transport et la distribution de celle-ci au Benelux et en Allemagne ;
- Énergie Europe – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission et la distribution de celle-ci en Europe hors France, Benelux et Allemagne ;
- Énergie International – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission et la distribution de celle-ci à l'International hors Europe ;
- Global Gaz & GNL – les filiales concernées assurent l'approvisionnement en gaz au Groupe et commercialisent auprès de grands comptes européens des offres d'énergie et de services associés ;
- Infrastructures – les filiales concernées exploitent en France et en Allemagne des réseaux de transport, de stockage et de distribution de gaz et d'électricité. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures ;
- Énergie Services - les filiales concernées assurent des prestations d'ingénierie, d'installation, de maintenance ou de

gestion déléguée, notamment dans le domaine des équipements électriques ou thermiques, des systèmes de conduites et des réseaux d'énergie ;

- Environnement – les filiales concernées assurent, au profit de particuliers, de collectivités locales ou d'industriels :
  - des prestations de distribution et de traitement des eaux, notamment dans le cadre de contrats de concession (gestion de l'eau), la conception et construction d'installations (ingénierie de l'eau),
  - et des prestations de collecte et de traitement des déchets, incluant la collecte, le recyclage, le compostage, la mise en décharge et la valorisation énergétique ainsi que le traitement de déchets industriels et spéciaux.

Les secteurs Énergie Benelux Allemagne, Énergie Europe et Énergie International sont regroupés au sein de la Branche Énergie Europe et International.

La ligne «Autres» présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate et de celles dédiées au financement centralisé du Groupe. Ce segment ne comprend pas les holdings en position de tête de branche, qui sont rattachées au segment concerné. Elle comprend à titre transitoire les contributions des entités classées en remèdes (essentiellement le groupe Distrigaz).

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du reporting interne sont identiques à celles utilisées pour l'établissement des comptes consolidés. Les indicateurs EBITDA et Capitaux Employés sont réconciliés aux comptes consolidés.

### 3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

Les principales relations entre secteurs opérationnels concernent d'une part Énergie France et d'autre part Infrastructures et Global Gaz GNL. Les prestations en matière d'infrastructure sont faites sur base d'un tarif régulé applicable à tous les utilisateurs du réseau.

Quant aux ventes de molécules entre Global Gaz GNL et Énergie France, elles sont faites en application de la formule représentative des coûts d'approvisionnement compris dans le tarif régulé validé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie). L'écart entre le tarif effectivement déterminé par décret et le prix de transfert reste à la charge d'Énergie France.

#### ● CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007			31 déc. 2006		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Énergie France	7 297,8	652,4	7 950,2	940,4	163,5	1 104,0	205,2	82,4	287,5
Énergie Benelux-Allemagne	14 164,1	261,6	14 425,7	11 879,0	397,6	12 276,6	10 815,1	290,4	11 105,5
Énergie Europe	5 691,1	176,5	5 867,6	2 403,0	21,9	2 424,9	2 471,6	31,5	2 503,1
Énergie International	7 472,9	309,5	7 782,4	6 428,1	165,1	6 593,2	6 137,8	114,1	6 251,9
<i>Énergie Europe International</i>	<i>27 328,2</i>	<i>747,5</i>	<i>28 075,7</i>	<i>20 710,1</i>	<i>584,6</i>	<i>21 294,7</i>	<i>19 424,6</i>	<i>435,9</i>	<i>19 860,5</i>
Global Gaz GNL	5 111,7	5 811,4	10 923,1	149,2	0,0	149,2	103,8	(12,4)	91,3
Infrastructures	545,2	2 360,5	2 905,6	127,5	304,3	431,8	111,1	325,0	436,1
Énergie Services	13 021,6	130,3	13 151,9	11 265,6	44,0	11 309,6	10 637,1	43,6	10 680,8
Environnement	12 351,7	10,7	12 362,4	12 022,2	10,1	12 032,3	11 439,0	4,5	11 443,5
Autres	2 267,7	1 252,4	3 520,1	2 260,3	2 024,5	4 284,9	2 368,5	2 258,2	4 626,7
ELIM		(10 965,2)	(10 965,2)		(3 131,1)	(3 131,1)		(3 137,3)	(3 137,3)
<b>TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>67 923,8</b>	<b>0,0</b>	<b>67 923,8</b>	<b>47 475,4</b>	<b>0,0</b>	<b>47 475,4</b>	<b>44 289,2</b>	<b>0,0</b>	<b>44 289,2</b>

#### ● EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Énergie France	285,1	316,2	41,7
Énergie Benelux-Allemagne	1 751,7	1 902,0	1 707,5
Énergie Europe	571,6	388,5	421,4
Énergie International	1 763,2	1 580,0	1 462,4
<i>Énergie Europe International</i>	<i>4 086,5</i>	<i>3 870,4</i>	<i>3 591,2</i>
Global Gaz GNL	1 481,6	(14,7)	(23,2)
Infrastructures	1 323,2	168,8	170,9
Énergie Services	838,9	832,4	609,4
Environnement	2 101,5	2 060,9	1 942,9
Autres	(63,4)	199,0	226,0
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>10 053,5</b>	<b>7 433,0</b>	<b>6 559,0</b>

● ROC

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Énergie France	119,7	211,4	18,2
Énergie Benelux-Allemagne	1 186,7	1 578,7	1 315,4
Énergie Europe	327,7	234,2	279,8
Énergie International	1 373,0	1 218,6	1 095,7
<i>Énergie Europe International</i>	<i>2 887,4</i>	<i>3 031,5</i>	<i>2 690,9</i>
Global Gaz GNL	849,9	(14,8)	3,4
Infrastructures	907,9	155,7	156,5
Énergie Services	547,5	555,0	392,4
Environnement	1 083,6	1 076,6	1 044,1
Autres	(172,6)	159,9	191,0
<b>TOTAL ROC</b>	<b>6 223,6</b>	<b>5 175,4</b>	<b>4 496,5</b>

● DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Énergie France	30,7	(104,7)	(23,8)
Énergie Benelux-Allemagne	(381,1)	(353,3)	(362,7)
Énergie Europe	(233,9)	(150,0)	(129,2)
Énergie International	(376,6)	(360,5)	(362,6)
<i>Énergie Europe International</i>	<i>(991,6)</i>	<i>(863,8)</i>	<i>(854,6)</i>
Global Gaz GNL	(794,0)	(0,1)	(0,2)
Infrastructures	(535,3)	(22,0)	(16,9)
Énergie Services	(256,1)	(214,9)	(209,6)
Environnement	(792,6)	(791,0)	(745,2)
Autres	(43,2)	(19,8)	(24,4)
<b>TOTAL AMORTISSEMENTS</b>	<b>(3 382,2)</b>	<b>(2 016,3)</b>	<b>(1 874,7)</b>

## ● RAO

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Énergie France	97,0	220,2	10,8
Énergie Benelux-Allemagne	1 410,0	1 789,5	1 758,2
Énergie Europe	161,9	242,1	263,6
Énergie International	1 363,5	1 093,3	1 106,3
<i>Énergie Europe International</i>	2 935,3	3 124,9	3 128,1
Global Gaz GNL	1 331,3	(14,8)	3,5
Infrastructures	878,4	155,8	156,5
Énergie Services	510,9	548,3	455,7
Environnement	1 063,3	1 200,4	1 142,8
Autres	862,6	173,3	470,2
<b>TOTAL RAO</b>	<b>7 678,8</b>	<b>5 408,0</b>	<b>5 367,6</b>

## ● CAPITAUX EMPLOYÉS

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Énergie France	8 156,6	2 321,3	1 592,7
Énergie Benelux-Allemagne	12 256,7	10 431,6	9 706,5
Énergie Europe	7 918,4	2 554,9	2 649,9
Énergie International	12 086,1	7 243,2	7 207,2
<i>Énergie Europe International</i>	32 261,2	20 229,7	19 563,7
Global Gaz GNL	8 371,3	106,3	97,8
Infrastructures	29 978,6	526,7	328,8
Énergie Services	2 417,0	1 983,1	1 735,8
Environnement	10 264,7	9 203,9	8 327,8
Autres	330,6	2 169,3	880,5
<b>TOTAL CAPITAUX EMPLOYÉS</b>	<b>91 779,9</b>	<b>36 540,2</b>	<b>32 527,0</b>

● INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Énergie France	(817,8)	(145,4)	(563,5)
Énergie Benelux-Allemagne	(1 065,9)	(823,2)	(488,3)
Énergie Europe	(1 543,1)	(575,8)	(265,7)
Énergie International	(3 319,1)	(840,6)	(313,0)
Énergie Europe International	(6 746,0)	(2 385,1)	(1 630,5)
Global Gaz GNL	(1 865,6)	(1,2)	6,1
Infrastructures	(1 228,1)	(140,6)	(180,9)
Énergie Services	(433,9)	(414,2)	(308,5)
Environnement	(2 675,8)	(1 755,9)	(1 505,5)
Autres	(718,8)	(1 432,8)	(243,6)
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS</b>	<b>(13 668,2)</b>	<b>(6 129,9)</b>	<b>(3 862,9)</b>

### 3.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation à la clientèle pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux employés.

<i>En millions d'euros</i>	<b>Chiffre d'affaires</b>			<b>Capitaux employés</b>		
	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
France	20 767,9	11 932,5	10 808,9	44 700,8	6 000,1	4 721,4
Belgique	13 900,2	11 758,8	11 217,5	11 990,4	9 919,0	9 077,8
Autres Union Européenne	20 890,5	13 467,4	12 341,1	19 681,4	11 303,8	9 573,9
Autres pays d'Europe	930,2	756,5	706,7	1 118,2	158,8	139,0
Amérique du Nord	4 843,6	4 189,3	4 184,4	6 259,0	3 889,8	4 347,8
Asie, Moyen Orient et Océanie	3 157,4	2 445,7	2 496,5	3 669,4	2 501,4	2 175,9
Amérique du Sud	2 623,5	2 205,8	1 862,7	4 297,9	2 651,5	2 365,0
Afrique	810,4	719,4	671,3	62,8	115,9	126,2
<b>TOTAL</b>	<b>67 923,7</b>	<b>47 475,4</b>	<b>44 289,2</b>	<b>91 779,9</b>	<b>36 540,2</b>	<b>32 527,0</b>

### 3.4 Réconciliation de L'EBITDA

#### Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat Opérationnel Courant

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
<b>Résultat Opérationnel Courant</b>	6 223,6	5 175,4	4 496,5
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(3 713,5)	(1 912,7)	(1 816,6)
Paiements en actions (IFRS 2)	(184,6)	(110,7)	(31,6)
Charges nettes décaissées des concessions	68,2	(234,2)	(214,2)
<b>EBITDA</b>	<b>10 053,5</b>	<b>7 433,0</b>	<b>6 559,0</b>

#### Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat Brut d'Exploitation 2006 et 2007

Sur les exercices 2007 et 2006, le groupe Suez utilisait et publiait un indicateur de gestion intitulé «Résultat Brut d'Exploitation», dont la définition diffère sur quelques points de celle de l'EBITDA retenu par le nouveau Groupe. La réconciliation entre ces deux indicateurs pour les années 2007 et 2006 se présente comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
<b>Résultat Brut d'Exploitation ancienne définition</b>	7 964,7	7 083,3
(+) Dotations nettes aux amortissements et provisions sur avantages du personnel à long terme	126,6	132,7
(-) Revenus financiers hors intérêts	(200,4)	(284,3)
(-) Part dans le résultat des entreprises associées	(457,9)	(372,7)
<b>EBITDA</b>	<b>7 433,0</b>	<b>6 559,0</b>

### 3.5 Réconciliation des capitaux employés

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
<b>Capitaux employés (a)</b>			
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles	74 173,7	26 094,8	24 490,9
(+) Goodwills nets	27 510,1	14 902,8	13 404,6
(+) Titres disponibles à la vente (hors variation de FV et VMP)	2 540,5	2 688,1	1 725,1
(+) Autres créances au coût amorti	3 714,8	2 521,6	2 564,7
(+) Participation dans des entreprises associées	3 104,3	1 214,3	1 259,7
(+) Créances clients et comptes rattachés	22 729,3	11 869,3	10 412,2
(+) Stocks	4 208,9	1 571,8	1 483,4
(+) Autres actifs courants et non courants	5 764,5	3 286,8	3 115,4
(+) Impôts différés	(9 928,0)	(558,6)	(573,4)
(-) Provisions	(14 190,9)	(9 641,8)	(9 475,4)
(-) Dettes fournisseurs et comptes rattachés	(17 914,7)	(10 038,1)	(9 209,4)
(-) Autres passifs courants et non courants	(9 073,6)	(6 592,9)	(6 203,3)
(-) Autres passifs financiers	(859,1)	(778)	(467,5)
<b>CAPITAUX EMPLOYÉS</b>	<b>91 779,9</b>	<b>36 540,2</b>	<b>32 527,0</b>

<sup>(a)</sup> À compter de 2008, les impôts différés sont intégrés au calcul des capitaux employés ; les données comparatives 2007 et 2006 ont été retraitées en conséquence.

## NOTE 4 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

### 4.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Ventes d'énergies	42 531,7	24 986,4	22 669,1
Prestations de services	24 132,4	20 956,7	19 982,5
Produits de location et contrats de construction	1 259,8	1 532,3	1 637,6
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>67 923,8</b>	<b>47 475,4</b>	<b>44 289,2</b>

La contribution des entités ex-Gaz de France s'élève à 14 217,9 millions d'euros.

En 2008, les produits de location et les contrats de construction représentent respectivement 472,9 millions d'euros et 786,8 millions d'euros (contre 694,5 millions d'euros et 837,8 millions d'euros en 2007, 780,7 millions d'euros et 856,9 millions d'euros en 2006).

### 4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Salaires et charges/charges de retraite	(9 489,0)	(8 016,4)	(7 582,0)
Paiements fondés sur des actions	(190,0)	(125,1)	(58,8)
<b>TOTAL</b>	<b>(9 679,0)</b>	<b>(8 141,5)</b>	<b>(7 640,8)</b>

L'essentiel de l'évolution des charges de personnel en 2008 est représenté par l'intégration des entités du périmètre ex-Gaz de France.

Les charges nettes relatives aux régimes de retraite (à cotisations et à prestations définies) sont présentées en note 18.

Les dotations et reprises aux provisions pour engagements de retraite sont comprises en 2008 et 2007 dans les charges de personnel

alors qu'elles étaient classées en amortissements, dépréciations et provisions en 2006. Les reprises nettes enregistrées sur les exercices 2008, 2007 et 2006 se sont élevées respectivement à 271,5 millions d'euros, 126,6 millions d'euros et 132,7 millions d'euros.

Les paiements fondés sur actions sont détaillés dans la note 24.

### 4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

Les montants indiqués ci-dessous sont nets de reprises.

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Amortissements	(3 382,2)	(2 016,3)	(1 874,7)
Dépréciations sur stocks et créances commerciales	(280,4)	53,0	(67,3)
Provisions	(50,9)	50,6	257,2
<b>TOTAL</b>	<b>(3 713,5)</b>	<b>(1 912,7)</b>	<b>(1 684,8)</b>

Les amortissements se répartissent en 555 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 2 827,2 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. La répartition par nature d'actif se trouve dans les notes 10 et 11.

La hausse des amortissements s'explique principalement par l'entrée dans le périmètre des entités de Gaz de France, de Teesside et de NAM.

Les dépréciations nettes sur stocks et créances commerciales ont augmenté en raison du caractère non récurrent de reprises intervenues en 2007 consécutivement à l'enregistrement en charges des créances irrécouvrables correspondantes, à la hausse du chiffre d'affaires et, dans une moindre mesure, à la situation conjoncturelle plus difficile en Europe.

## NOTE 5 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Résultat opérationnel courant	6 223,6	5 175,4	4 496,5
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	563,6	67,8	17,1
Dépréciations d'actifs corporels, incorporels et financiers	(811,8)	(132,0)	(150,3)
Restructurations	(254,2)	(42,6)	(88,8)
Cessions d'actifs	1 957,7	339,4	1 093,1
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>7 678,8</b>	<b>5 408,0</b>	<b>5 367,6</b>

### 5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

La contribution au résultat des activités opérationnelles du Groupe représente un produit de 563,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 qui résulte essentiellement des éléments suivants :

- certaines entités du Groupe mettent en œuvre des stratégies de couverture économique au travers de contrats à terme visant à réduire la sensibilité des marges aux variations des prix des matières premières. Toutefois, dans la mesure où ces stratégies couvrent l'exposition nette au risque de prix des entités concernées ou que ces contrats, de par leur complexité opérationnelle, ne sont pas désignés, ils ne sont pas éligibles à la comptabilité de couverture au regard des dispositions de la norme IAS 39. L'évolution de la juste valeur de ces positions se traduit par un produit net de l'exercice de 436 millions d'euros ;
- l'évolution favorable de la juste valeur de dérivés incorporés contenus dans les contrats matières premières, qui au regard de la norme IAS 39 ont dû être comptabilisés séparément, se traduit par un effet positif de 110 millions d'euros.

### 5.2 Dépréciations des actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Dépréciations d'actifs			
Goodwills	(47,7)	(1,3)	(11,6)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(153,2)	(113,9)	(131,7)
Actifs financiers	(660,1)	(40,5)	(48,6)
<b>TOTAL DES DÉPRÉCIATIONS D'ACTIFS</b>	<b>(861,0)</b>	<b>(155,7)</b>	<b>(191,9)</b>
Reprises de pertes de valeur			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	32,3	0,9	8,0
Actifs financiers	16,9	22,8	33,7
<b>TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR</b>	<b>49,2</b>	<b>23,7</b>	<b>41,6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(811,8)</b>	<b>(132,0)</b>	<b>(150,3)</b>

En 2008, les dépréciations concernent essentiellement des actifs financiers disponibles à la vente (513 millions d'euros) et des actifs corporels de production d'électricité au Royaume-Uni eu égard à des conditions d'exploitation et de prix dégradées (123 millions d'euros). En 2007 et en 2006, la dépréciation avait principalement porté sur SUEZ Énergie International aux États-Unis, dans un environnement persistant de prix défavorables sur certaines centrales merchant.

### 5.2.1 Dépréciations des goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie goodwill (UGT) font l'objet d'un test d'impairment réalisé sur la base de données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. L'évaluation de la valeur recouvrable des UGT prend en compte trois scénarii (« *low* », « *medium* » et « *high* »). Le scénario « *medium* » est privilégié dans la comparaison de la valeur recouvrable de l'UGT et sa valeur nette comptable. Ce test a été pratiqué en 2008 sur la base des UGT antérieurement retenues par Suez. Les nouvelles UGT issues du nouveau groupe fusionné sont en cours de définition et seront finalisées dans la même période que la finalisation de la comptabilisation de l'acquisition (c'est-à-dire un an à compter de la date de la fusion). Par ailleurs, le goodwill résultant de la fusion avec Gaz de France a fait l'objet au 31 décembre 2008 d'un test de valeur global dont les modalités sont décrites ci-après.

Les valeurs recouvrables résultant des trois scénarii (« *low* », « *medium* », « *high* ») sont construites en faisant varier les hypothèses clés des modèles sous-jacents, et plus particulièrement les taux d'actualisation retenus. Le Groupe estime, sur base des événements raisonnablement prévisibles à ce jour, que d'éventuels changements affectant les hypothèses clés décrites ci-dessous n'entraîneraient pas un excédent de la valeur comptable par rapport à la valeur recouvrable.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, pays et devises liés à chaque UGT examinée. Ils sont fonction d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays.

Les taux retenus en 2008 lors de l'examen de la valeur d'utilité des actifs pour l'actualisation des flux de trésorerie étaient compris entre 5% et 15,4% alors qu'ils étaient compris entre 5,2% et 15,3% en 2007 et entre 5,1% et 12,3% en 2006.

À l'exception de l'Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) Electrabel Benelux et du goodwill résultant de la fusion avec Gaz de France, le montant individuel des différents goodwill alloués aux autres UGT ne représente pas plus de 5% de la valeur totale des goodwill du Groupe.

### Goodwill alloué à l'UGT Electrabel Benelux

Le montant total des goodwill alloués à cette UGT s'élève à 9,0 milliards d'euros au 31 décembre 2008. Cette UGT regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg.

Le test annuel sur la valeur recouvrable de cette UGT a été réalisé sur la base d'une estimation de la valeur d'utilité de cette UGT.

Cette estimation utilise des projections de flux de trésorerie établies à partir des prévisions financières approuvées par la Direction, couvrant une période de six ans, et un taux d'actualisation de 7%. Les flux de trésorerie au-delà de cette période ont été extrapolés pour la détermination d'une valeur terminale.

Les hypothèses clés comprennent notamment les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations des prix de marché tandis que les consommations de combustibles ont été estimées en tenant compte de l'évolution prévisible du parc de production. Les taux d'actualisation retenus sont en cohérence avec les sources externes d'informations disponibles.

### Goodwill résultant de la fusion avec Gaz de France

Comme expliqué ci-dessus, le goodwill de 11 390 millions d'euros issu de la fusion avec Gaz de France a été testé globalement. Ce test a été réalisé sur la base du plan d'affaires stratégique moyen terme couvrant une période de six ans, réalisé au cours de l'été 2008, ajusté des variations de prix du brent intervenues depuis cette date. Les valeurs terminales ont été déterminées soit par extrapolation des flux de trésorerie au-delà de cette période soit à partir de la BAR (Base des Actifs Régulés) non amortie à cette date.

Les principales hypothèses et estimations comprennent notamment les valeurs assignées aux bases d'activité régulées pour les activités concernées, les hypothèses de prix du pétrole et de prix de vente du gaz, l'évolution de la parité euro/dollar, les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

Les taux d'actualisation retenus, compris entre 6 et 9,6% correspondent à un coût moyen pondéré du capital afin de tenir compte des risques métiers, pays et devises liés aux différents actifs de Gaz de France.

### Principales autres UGT

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des autres Unités Génératrices de Trésorerie :

Unités Génératrices de Trésorerie	Méthodes de valorisation	Taux d'actualisation
Electrabel France		
SHEM	DCF	7.00%
Compagnie Nationale du Rhône (CNR)	DCF	7.10%
Compagnie du Vent	DCF	6.00%
Unités Water	Multiplés + DCF	5.00%
Sita UK	DCF	6.40%
Polaniec	DCF	7.90%
Agbar	Multiplés + DCF (cadre de l'OPA)	7.3%
Sita France	DCF	6.00%
Sita Deutschland	DCF	6.30%

### 5.2.2 Dépréciations des actifs financiers

Durant le second semestre 2008, compte tenu de la baisse de valeur des marchés financiers et de l'incertitude pesant sur l'horizon de redressement du cours de bourse de l'action Gas Natural, le groupe a enregistré en résultat une perte de valeur de 513 millions d'euros sur ces titres.

Par ailleurs, étant donné la situation financière de certaines de ses contreparties durant le second semestre 2008, le Groupe a été amené à enregistrer une dépréciation d'actifs financiers (Prêts et créances au coût amorti) pour un montant total de 129,3 millions d'euros, visant à ramener les créances concernées à leur valeur de recouvrement estimée sur la base de données observables de marché.

### 5.3 Restructurations

Sur les exercices 2008, 2007 et 2006, l'essentiel des coûts inscrits sur cette ligne est lié au projet de fusion entre Gaz de France et Suez ainsi qu'à l'introduction en bourse de 65% de SUEZ Environnement Company. S'y ajoutent en 2008 les coûts relatifs à la réorganisation des sites d'île de France.

### 5.4 Résultat de cessions d'actifs

Au 31 décembre 2008, les cessions d'actifs comprennent principalement la mise en œuvre des engagements pris devant la Commission Européenne sur la fusion avec Gaz de France pour un montant total de 1 902 millions d'euros, comprenant les plus-values résultant des cessions de Distrigaz (1 738 millions d'euros) et de 12,5% de Fluxys (163 millions d'euros). SPE et Coriance, participations de Gaz de France, ont été valorisées à la juste valeur dans le cadre de la comptabilisation de la fusion, leur cession est

donc sans impact sur le résultat de la période. Ces opérations sont détaillées en note 2 « Principales variations de périmètre ».

Au 31 décembre 2007, les cessions d'actifs représentaient une plus-value nette de 339,4 millions d'euros contre 1 093,1 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Les principales plus-values de cession constatées en 2007 résultaient des opérations ci-dessous :

- la cession de parts de sociétés intercommunales bruxelloises et wallonnes. Dans le cadre des dispositifs légaux et réglementaires prévoyant d'une part la libéralisation du marché de l'énergie et d'autre part la désignation des intercommunales comme gestionnaire de réseau de distribution dans le cadre des accords conclus en 2001 et 2005 sur la restructuration des réseaux de distribution, Electrabel a cédé une partie de ses participations dans les intercommunales bruxelloises et wallonnes. La plus-value constatée dans les comptes au 31 décembre 2007 représentait un montant global de 66,7 millions d'euros ;
- la cession de 3% des actions détenues par Electrabel dans le capital d'Elia en vertu des engagements pris dans le cadre de l'offre publique de rachat des minoritaires d'Electrabel lancée par Suez en 2005. Cette opération avait généré une plus-value de cession de 25 millions d'euros ;
- la cession de 53,1% des titres détenus par AGBAR dans la société APPLUS, spécialisée dans l'inspection technologique et la certification. La plus-value reconnue dans les comptes au 31 décembre 2007 représentait un montant de 125 millions d'euros ;
- les cessions de diverses participations non stratégiques, en majeure partie cotées, représentant une plus-value nette de 68,8 millions d'euros.

Les principales plus-values de cession constatées en 2006 ont résulté des opérations ci-dessous :

- la cession de parts de sociétés intercommunales en Flandre. En application des accords conclus en 2001 et 2005 sur la restructuration des réseaux de distribution en Flandre, Electrabel s'était engagée à réduire ses participations dans les intercommunales flamandes au niveau convenu de 30% au plus tard le 5 septembre 2006. Ces opérations ont été réalisées et une plus-value de 236 millions d'euros a été reconnue dans les comptes au 31 décembre 2006 ;
- la cession des titres REVA. SES Espana avait cédé le 29 juin 2006 la totalité de ses titres dans la société REVA. La plus-value constatée dans les comptes consolidés au 31 décembre 2006 s'élevait à 129 millions d'euros ;
- la cession des titres M6. Suez avait cédé à la Compagnie Nationale à Portefeuille (CNP) sa participation résiduelle de 5% dans M6, enregistrant avec cette opération une plus-value nette de 120 millions d'euros en 2006 ;
- la cession de Neuf Cegetel. Suez Communication a cédé le 24 octobre 2006 la totalité de sa participation dans Neuf Cegetel à l'occasion de son introduction en bourse, enregistrant une plus-value de 270 millions d'euros.

En 2006, outre les cessions décrites ci-dessus, les plus-values de cessions comprennent celles relatives aux ventes de la participation résiduelle dans Colbun (77 millions d'euros) et dans Hanjin City Gas (50 millions d'euros).

## NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007			31 déc. 2006		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 750,3)	391,8	(1 358,5)	(1 257,0)	584,0	(673,0)	(1 157,8)	327,6	(830,2)
Autres produits et charges financiers	(627,5)	491,9	(135,6)	(452,5)	403,3	(49,1)	(452,8)	552,0	99,2
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(2 377,8)</b>	<b>883,7</b>	<b>(1 494,1)</b>	<b>(1 709,5)</b>	<b>987,3</b>	<b>(722,1)</b>	<b>(1 610,6)</b>	<b>879,6</b>	<b>(731,0)</b>

### 6.1 Coût de la dette nette

Ce poste comprend principalement les charges d'intérêts (calculées au Taux d'Intérêt Effectif – TIE) sur la dette brute, le résultat de change et des couvertures de risques de taux et de change sur la dette brute, ainsi que les produits d'intérêts sur placements de trésorerie et la variation de juste valeur des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat.

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Charges d'intérêts sur dette brute	(1 552,1)	-	(1 552,1)	(1 257,0)	(1 097,7)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	72,5	72,5	111,9	(9,6)
Résultat des couvertures sur emprunts	(198,2)	-	(198,2)	11,9	(50,5)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	319,4	319,4	460,2	327,6
<b>COÛT DE LA DETTE NETTE</b>	<b>(1 750,3)</b>	<b>391,8</b>	<b>(1 358,5)</b>	<b>(673,0)</b>	<b>(830,2)</b>

L'évolution du coût de la dette nette résulte principalement des variations de taux d'intérêt et de l'évolution de l'encours de celle-ci.

La diminution du résultat de change résulte principalement des moindres gains de change enregistrés en 2008 sur le réal brésilien

dans le cadre des remboursements de Floating Rate Notes dans la Branche Énergie Europe et International (71 millions d'euros sur l'exercice 2008, contre 147 millions d'euros au 31 décembre 2007).

## 6.2 Autres produits et charges financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Autres charges financières			
Désactualisation des provisions	(489,0)	(372,5)	(335,5)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(110,9)	(73,4)	(22,4)
Pertes de change	(12,7)	(4,3)	(21,1)
Autres charges financières	(14,9)	(2,2)	(73,8)
<b>TOTAL</b>	<b>(627,5)</b>	<b>(452,4)</b>	<b>(452,8)</b>
Autres produits financiers			
Produits des titres disponibles à la vente	219,6	202,4	288,7
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	68,4	95,8	23,8
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	144,1	82,3	63,7
Gain de change	0,0	0,0	11,3
Autres produits financiers	59,8	22,8	164,5
<b>TOTAL</b>	<b>491,9</b>	<b>403,3</b>	<b>552,0</b>
<b>TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>(135,6)</b>	<b>(49,0)</b>	<b>99,2</b>

Les autres produits nets financiers incluent notamment l'effet favorable de la renégociation de la dette d'Aguas Argentinas pour 56,4 millions d'euros en 2006.

## NOTE 7 IMPÔTS

### 7.1 Analyse de la charge d'impôt comptabilisée en résultat

#### 7.1.1 Ventilation de la charge d'impôt

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 911,9 millions d'euros (contre 527,5 millions d'euros en 2007). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	2008	2007	2006
Impôt exigible			
France	194,3	(147,2)	(59,1)
Étranger	(1 064,3)	(827,2)	(726,3)
<b>TOTAL</b>	<b>(870,0)</b>	<b>(974,4)</b>	<b>(785,4)</b>
Impôts différés			
France	163,0	495,2	11,5
Étranger	(204,9)	(48,3)	(41,2)
<b>TOTAL</b>	<b>(41,9)</b>	<b>446,9</b>	<b>(29,7)</b>
<b>CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT</b>	<b>(911,9)</b>	<b>(527,5)</b>	<b>(815,1)</b>

Au 31 décembre 2007, Suez SA était la société mère d'un groupe d'intégration fiscale de 237 sociétés. Au 22 juillet 2008, Gaz de France SA, renommée GDF SUEZ SA suite à sa fusion avec Suez SA, est devenue la mère d'un groupe d'intégration fiscale regroupant les filiales de l'ancien groupe d'intégration fiscale de Gaz de France SA élargi aux filiales de l'ancien groupe d'intégration fiscale de

Suez SA, avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, à l'exception des filiales de SUEZ Environnement. En effet, celles-ci se sont constituées en un groupe d'intégration fiscale sous l'égide de SUEZ Environnement Company avec effet rétroactif au 1er janvier 2008 également. Le groupe d'intégration fiscale GDF SUEZ est composé de 205 sociétés au 31 décembre 2008.

### 7.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

<i>En millions d'euros</i>	2008	2007	2006
Résultat net	5 591,2	4 616,4	4 194,2
(-) Part dans les entreprises associées	318,3	457,9	372,7
(-) Impôt sur les bénéfices	(911,9)	(527,5)	(815,1)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	6 184,7	4 685,9	4 636,6
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>940,4</i>	<i>82,1</i>	<i>464,2</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>5 244,3</i>	<i>4 603,8</i>	<i>4 172,4</i>
Taux d'impôt normatif en France (B)	34,43%	34,43%	34,43%
Charge d'impôt théorique (C) = (A) x (B)	(2 129,4)	(1 613,4)	(1 596,4)
<b>En effet :</b>			
Différence entre le taux d'impôt normal applicable en France et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions étrangères	90,3	214,1	177,1
Différences permanentes	83,4	13,4	(9,9)
Éléments taxés à taux réduit ou nul <sup>(a)</sup>	954,7	377,4	538,1
Compléments d'impôt <sup>(b)</sup>	(645,0)	(134,0)	(94,7)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(197,7)	(47,5)	(125,0)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	348,6	649,8	220,5
Effet des changements de taux d'impôt	(18,9)	(22,1)	(27,0)
Crédits d'impôt	128,1	29,1	36,7
Autres <sup>(c)</sup>	474,1	5,7	65,6
<b>CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>(911,9)</b>	<b>(527,5)</b>	<b>(815,0)</b>
<b>TAUX D'IMPÔT EFFECTIF (CHARGE D'IMPÔT AU COMPTE DE RÉSULTAT RAPPORTÉE AU RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES)</b>	<b>14,7%</b>	<b>11,3%</b>	<b>17,6%</b>

(a) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées en Belgique, l'effet de la taxation à taux réduit des opérations sur titres en France et l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués aux centres de coordination en Belgique.

(b) Comprend notamment la taxe applicable sur les dividendes et l'impôt sur les activités nucléaires mis à la charge des exploitants électriques en Belgique.

(c) Comprend notamment dans le cadre de la fin du groupe d'intégration fiscale Suez SA, l'impact des déneutralisations d'opérations antérieurement neutralisées décrites ci-dessous.

L'évolution du taux effectif d'impôt et son niveau peu élevé s'expliquent principalement par les éléments suivants :

- à la réalisation effective de la fusion, le groupe d'intégration fiscale constitué autour de Suez SA a pris fin et ses filiales, à l'exception des filiales de SUEZ Environnement, ont été intégrées dans le périmètre d'intégration fiscale du Groupe GDF SA, avec effet rétroactif au 1er janvier 2008 ;
- la fin du groupe d'intégration fiscale précédemment constitué autour de Suez SA a entraîné la déneutralisation d'opérations antérieurement neutralisées, générant un report déficitaire de 898 M€ immédiatement imputé sur le bénéfice taxable de la période de l'entité GDF SUEZ SA ;
- par ailleurs, 151 millions d'euros d'impôts différés actifs relatifs à diverses différences temporelles ont été reconnus sur le groupe d'intégration fiscale GDF SUEZ SA. Cette reconnaissance complémentaire prend en compte les éléments de l'exercice qui sont venus renforcer la capacité du groupe d'intégration à générer des bénéfices fiscaux ;
- enfin, il est précisé que, suite à l'opération d'apport réalisée le 15 juillet 2008 par la société Suez à la société SUEZ Environnement Company, cette dernière a décidé de constituer un nouveau groupe d'intégration fiscale comprenant toutes les sociétés de la Branche Environnement précédemment membres du groupe d'intégration fiscale constitué autour de Suez SA avec un effet rétroactif au 1er janvier 2008 ;
- au titre de l'exercice 2008, compte tenu des perspectives du résultat d'ensemble et consécutivement à la décision d'agrément délivrée par la direction Générale des Finances Publiques le 25 novembre 2008, la société SUEZ Environnement Company a reconnu 149 millions d'euros d'impôts différés actifs correspondant aux reports déficitaires transmis par l'ex-groupe d'intégration fiscale Suez SA ;
- ces différents éléments n'ont été que partiellement compensés par l'impôt sur les activités nucléaires mis à la charge des exploitants électriques en Belgique au titre de l'exercice 2008, pour un montant de 222 millions d'euros.

## 7.2 Impôts comptabilisés directement en capitaux propres

Au 31 décembre 2008, la variation d'impôts différés directement comptabilisée en capitaux propres et résultant des écarts actuariels calculés sur la période ainsi que des variations de juste valeur des instruments financiers comptabilisés en «capitaux propres» s'élève à + 826,1 millions d'euros et s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>Variation</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	(2,8)	79,7	(82,5)	(48,2)
Écarts actuariels	149,0	174,5	(25,5)	78,0
Couverture d'investissement net	(15,2)	(28,8)	13,6	8,4
Couverture de flux de trésorerie	467,0	597,5	(130,5)	(16,6)
<b>TOTAL HORS ÉCARTS DE CONVERSION</b>	<b>598,0</b>	<b>822,9</b>	<b>(224,9)</b>	<b>21,6</b>
Écarts de conversion	(9,6)	3,2	(12,8)	
<b>TOTAL</b>	<b>588,4</b>	<b>826,1</b>	<b>(237,7)</b>	<b>21,6</b>

### 7.3 Actifs et passifs d'impôts différés

#### 7.3.1 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés comptabilisée au bilan (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés)

En millions d'euros	Position de clôture		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<b>Impôts différés actifs</b>			
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 077,7	714,8	220,0
Engagements de retraite	1 028,0	599,9	697,9
Provisions non déduites	458,0	256,4	370,8
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	451,5	310,2	326,5
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	634,4	319,2	318,3
Autres	801,9	403,6	540,0
<b>TOTAL</b>	<b>4 451,5</b>	<b>2 604,1</b>	<b>2 473,5</b>
<b>Impôts différés passifs</b>			
Écarts d'évaluation affectés à des immobilisations	(9 485,8)	(809,1)	(731,0)
Autres écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(3 654,6)	(1 059,1)	(1 085,8)
Provisions à caractère fiscal	(172,9)	(117,9)	(110,6)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(337,5)	(436,2)	(306,5)
Autres	(728,8)	(740,4)	(813,1)
<b>TOTAL</b>	<b>(14 379,6)</b>	<b>(3 162,7)</b>	<b>(3 047,0)</b>
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>(9 928,1)</b>	<b>(558,6)</b>	<b>(573,5)</b>

L'entrée des entités ex-Gaz de France explique principalement l'évolution des différences temporelles au passif et notamment :

- les écarts entre valeurs fiscales et comptables des immobilisations (pour 2 036 millions d'euros au 31 décembre 2008) ;
- les écarts d'évaluation affectés à des immobilisations (pour 8 730 millions d'euros à fin 2008, dont 7 655 millions d'euros provenant du processus d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs acquis suite à la fusion).

En millions d'euros	Impacts résultat		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<b>Impôts différés actifs</b>			
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(9,3)	450,2	31,7
Engagements de retraite	(30,3)	(3,8)	(16,4)
Provisions non déduites	84,1	6,3	(43,5)
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(28,5)	25,3	(19,9)
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	195,2	(26,1)	82,0
Autres	245,3	(69,4)	147,4
<b>TOTAL</b>	<b>456,5</b>	<b>382,6</b>	<b>181,3</b>
<b>Impôts différés passifs</b>			
Écarts d'évaluation affectés à des immobilisations	(89,7)	38,4	9,6
Autres écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	27,2	(12,5)	(137,9)
Provisions à caractère fiscal	(33,8)	(0,7)	6,7
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(360,3)	37,2	(149,7)
Autres	(41,8)	1,9	60,3
<b>TOTAL</b>	<b>(498,4)</b>	<b>64,3</b>	<b>(211,0)</b>
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>(41,9)</b>	<b>446,9</b>	<b>(29,7)</b>

La variation des impôts différés constatés au bilan consolidé, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>871,0</b>	<b>(1 444,5)</b>	<b>(573,5)</b>
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>1 085,0</b>	<b>(1 643,6)</b>	<b>(558,6)</b>
Effet résultat de la période	456,5	(498,4)	(41,9)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(2 239,4)	2 239,4	-
Autres <sup>(*)</sup>	1 316,3	(10 643,8)	(9 327,5)
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>618,4</b>	<b>(10 546,4)</b>	<b>(9 928,0)</b>

(\*) Comme indiqué précédemment, ces mouvements résultent très largement de l'impact de la fusion GDF-SUEZ et notamment des effets fiscaux liés au processus d'évaluation à la juste valeur.

### 7.3.2 Différences temporelles déductibles non comptabilisées au bilan

Au 31 décembre 2008, le montant des reports déficitaires reportés en avant non utilisés et non comptabilisés au bilan s'élevait à 1 223,7 millions d'euros (contre 2 576,9 millions d'euros au

31 décembre 2007) pour les déficits ordinaires (effet d'impôts différés actifs non reconnus de 419,4 millions d'euros). Ces reports déficitaires ne sont plus afférents à des entités du groupe d'intégration fiscale GDF SUEZ.

Les dates d'expiration de ces reports déficitaires non comptabilisés sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Déficits ordinaires</b>
2009	93,4
2010	10,7
2011	11,0
2012	32,4
2013	136,0
2014 et au-delà	940,2
<b>TOTAL</b>	<b>1 223,7</b>

Le montant des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées au bilan s'élevait à 879,4 millions d'euros (effet d'impôts différés actifs non reconnus de 289,5 millions d'euros).

### 7.3.3 Impôts différés non comptabilisés au titre des différences temporelles taxables liées à des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées

Aucun impôt différé passif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles pour lesquelles le Groupe est en mesure de

contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera, et dans la mesure où il est probable que cette différence ne s'inversera pas dans un avenir prévisible. De même, aucun impôt différé passif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles dont le reversement ne donnera lieu à aucun paiement d'impôt (notamment l'exonération des plus-values sur les cessions de titres en Belgique et la suppression de la taxation en France de ces mêmes plus-values à compter du 1er janvier 2007).

## NOTE 8 RÉSULTAT PAR ACTION

Du fait de l'acquisition inversée de GDF par Suez, et en application d'IFRS 3, le calcul du nombre moyen d'actions en circulation utilisé au dénominateur a été établi en distinguant pour 2008 les périodes pré et post-fusion.

Pour les périodes antérieures à l'opération (2006, 2007 et 2008 avant fusion), le calcul du nombre d'actions correspond au nombre

d'actions émises par GDF SA (acquéreur sur le plan juridique) en rémunération de l'apport Suez, ajusté de l'effet des variations du nombre d'actions émises par Suez (absorbée sur le plan juridique) au cours de ces périodes.

Pour la période post-fusion, le dénominateur est le nombre moyen d'actions GDF SUEZ en circulation.

	31 déc. 08	31 déc. 07	31 déc. 06
Numérateur ( <i>en millions d'euros</i> )			
Résultat net part du Groupe	4 857,1	3 923,5	3 606,4
Dénominateur			
Nombre moyen d'actions en circulation ( <i>en millions</i> )	1 630,1	1 211,9	1 204,0
Effet des instruments dilutifs			
• Plan d'actions gratuites réservées aux salariés	3,4	1,6	0,3
• Plan d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	11,5	16,8	14,0
<b>NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ</b>	<b>1 645,0</b>	<b>1 230,2</b>	<b>1 218,3</b>
Résultat par action ( <i>en euros</i> )			
Résultat net part du groupe par action	2,98	3,24	3,00
Résultat net part du groupe par action dilué	2,95	3,19	2,96

La mise en bourse de 65% de SUEZ Environnement a eu un effet mécaniquement dilutif sur le résultat par action du Groupe. Le résultat par action tel qu'il aurait été si le Groupe n'avait détenu que 35% de SUEZ Environnement dès 2006 est présenté ci-après :

	31 déc. 08	31 déc. 07	31 déc. 06
Résultat net part du groupe par action avec une contribution SUEZ Environnement à 35%	2,89	2,97	2,69
Résultat net part du groupe par action dilué avec une contribution SUEZ Environnement à 35%	2,87	2,92	2,66

Les instruments dilutifs pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action et le nombre d'actions sur la période sont décrits dans la Note 24.

Il n'a pas été tenu compte, dans le calcul du résultat net dilué par action, des plans d'options de souscription attribués aux salariés en 2007, ces plans n'étant pas dans la monnaie aux conditions de marché actuelles.

## NOTE 9 GOODWILLS

### 9.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros

<b>A. VALEUR BRUTE</b>	
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>13 587,7</b>
Acquisitions	2 165,3
Cessions	(364,9)
Écarts de conversion	(120,0)
Autres	(202,2)
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>15 065,9</b>
Acquisitions	12 985,9
Cessions	(147,2)
Écarts de conversion	(37,3)
Autres	(128,7)
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>27 738,6</b>
<b>B. PERTES DE VALEUR</b>	
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>(183,0)</b>
Pertes de valeur	(1,3)
Cessions	10,5
Écarts de conversion	(0,6)
Autres	11,3
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>(163,2)</b>
Pertes de valeur	(47,7)
Cessions	(19,3)
Écarts de conversion	12,6
Autres	(10,8)
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>(228,3)</b>
<b>C. VALEUR NETTE COMPTABLE = A + B</b>	
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>13 404,7</b>
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>14 902,7</b>
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>27 510,3</b>

En 2008, les goodwill enregistrés proviennent principalement de l'acquisition de Gaz de France (11 390 millions d'euros), FirstLight (657,2 millions d'euros) et Senoko (303,5 millions d'euros) dans la Branche BEEI-International. La détermination, ainsi que l'allocation du prix d'acquisition aux actifs et passifs de Gaz de France, sont présentés en Note 2 «Principales variations de périmètre».

En 2007, les goodwill constatés proviennent notamment dans la Branche Énergie France de l'acquisition de la Compagnie du Vent (633,9 millions d'euros). Les différentes composantes de la Branche BEEI ont constaté des goodwill lors du transfert de l'activité Supply

en ECS (212 millions d'euros) (Benelux-Allemagne), de l'acquisition de Windco (46,2 millions d'euros) (Autres Europe) et Ventus (81,2 millions d'euros) (International). Chez SUEZ Environnement, les goodwill ont été constatés sur diverses acquisitions de Sita UK (152,2 millions d'euros) et d'Agbar (72 millions d'euros).

Les goodwill constatés au titre d'acquisitions d'intérêts minoritaires s'élevaient à 27,9 millions d'euros contre 869,2 millions d'euros au 31 décembre 2007. En 2007, ils concernaient essentiellement les 1,38% acquis dans Electrabel (331,2 millions d'euros) et l'engagement inconditionnel pris vis-à-vis des minoritaires d'Agbar dans le cadre

de l'OPA(512,5 millions d'euros). En l'absence de dispositions IFRS spécifiques, ils sont comptabilisés selon le principe mentionné dans la Note 1.4.4.1.

Les variations enregistrées sur la ligne «Cessions» (en valeur brute) correspondent essentiellement à l'impact des cessions de Distrigaz et Fluxys. En 2007, il s'agissait de la cession d'une partie des sociétés intercommunales bruxelloises et wallonnes

pour 62,9 millions d'euros et de la cession de Applus par Agbar (251,6 millions d'euros).

Les autres mouvements 2008 en valeur brute sont liés à la diminution du goodwill comptabilisé en 2007 pour enregistrer l'engagement inconditionnel pris vis-à-vis des minoritaires d'Agbar qui n'ont in fine pas répondu favorablement à l'OPA du Groupe.

## 9.2 Répartition sectorielle

La répartition par secteur d'activité de la valeur comptable des goodwills s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Gaz de France	11 390,1	0,0	0,0
Énergie France	1 104,1	984,4	697,4
Énergie Benelux-Allemagne	9 084,1	9 223,6	8 614,3
Énergie Europe	727,6	587,4	490,0
Énergie International	1 482,7	476,1	428,9
<i>Énergie Europe et international</i>	2 210,3	1 063,5	919,0
Global Gaz et GNL	0,0	0,0	0,0
Infrastructures	0,0	103,6	104,0
Services à l'Énergie	786,9	707,2	682,5
Environnement	2 910,1	2 738,6	2 305,4
Autres	24,6	81,9	81,9
<b>TOTAL</b>	<b>27 510,1</b>	<b>14 902,8</b>	<b>13 404,6</b>

La répartition par segment présentée ci-dessus est réalisée sur base du segment d'activité de l'entité acquise (et non sur celui de l'acquéreur). Dans l'attente de la finalisation de l'exercice d'allocation du goodwill Gaz de France aux UGT et incidemment aux secteurs opérationnels, processus qui sera achevé dans le délai de détermination du goodwill, le goodwill non alloué de Gaz de France n'est pas affecté aux secteurs opérationnels dans le tableau ci-dessus.

Hormis le goodwill résultant de la fusion avec Gaz de France s'élevant à 11 390 millions d'euros, les principaux goodwills portent

notamment sur l'Unité Génératrice de Trésorerie (UGT) Electrabel Benelux pour 9 010 millions d'euros, ainsi que sur les UGT Electrabel France (Compagnie du Vent, Shem et CNR pour 964 millions d'euros), Polaniec (250 millions d'euros), United Water (493 millions d'euros), Agbar (650 millions d'euros), Sita UK (346 millions d'euros), Sita France (510 millions d'euros), Sita Nederland BV (234 millions d'euros) et Sita Deutschland (189 millions d'euros).

Il y a lieu d'ajouter à ces montants les goodwills résultant des acquisitions 2008 de FirstLight (695 millions d'euros) et Senoko (320 millions d'euros).

**NOTE 10 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES****10.1 Variation des immobilisations incorporelles**

<i>En millions d'euros</i>	Logiciels	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
<b>A. VALEUR BRUTE</b>					
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>588</b>	<b>4 006</b>	<b>1 180</b>	<b>1 031</b>	<b>6 806</b>
Acquisitions	46	150	0	82	278
Cessions	(29)	(16)	0	(28)	(72)
Écarts de conversion	0	(32)	0	(49)	(81)
Variations de périmètre	5	45	0	(7)	43
Autres	(51)	(900)	0	946	(5)
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>559</b>	<b>3 253</b>	<b>1 180</b>	<b>1 976</b>	<b>6 968</b>
Acquisitions	214	204	1 210	691	2 320
Cessions	(29)	(26)	0	(40)	(95)
Écarts de conversion	(9)	17	0	(16)	(8)
Variations de périmètre	443	115	0	4 867	5 426
Autres	25	9	0	22	55
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>1 204</b>	<b>3 573</b>	<b>2 390</b>	<b>7 498</b>	<b>14 665</b>
<b>B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS</b>					
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>(434)</b>	<b>(1 871)</b>	<b>(531)</b>	<b>(481)</b>	<b>(3 317)</b>
Amortissements/pertes de valeurs	(55)	(113)	(24)	(92)	(283)
Cessions	29	14	0	24	67
Écarts de conversion	(0)	17	0	30	46
Variations de périmètre	(4)	(19)	0	(2)	(25)
Autres	63	515	0	(536)	42
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>(402)</b>	<b>(1 457)</b>	<b>(555)</b>	<b>(1 057)</b>	<b>(3 470)</b>
Amortissements/Pertes de valeurs	(115)	(141)	0	(299)	(555)
Cessions	29	20	0	32	81
Écarts de conversion	5	(7)	0	(8)	(10)
Variations de périmètre	(15)	(15)	0	(6)	(36)
Autres	(33)	(7)	0	56	16
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>(531)</b>	<b>(1 606)</b>	<b>(555)</b>	<b>(1 283)</b>	<b>(3 975)</b>
<b>C. VALEUR COMPTABLE NETTE</b>					
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>154</b>	<b>2 135</b>	<b>649</b>	<b>550</b>	<b>3 488</b>
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>158</b>	<b>1 796</b>	<b>625</b>	<b>919</b>	<b>3 498</b>
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>673</b>	<b>1 967</b>	<b>1 835</b>	<b>6 216</b>	<b>10 690</b>

Les actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France sont constitués principalement des relations clients, des marques ainsi que des contrats d'approvisionnement de gaz. La juste valeur de ces actifs est présentée en Note 2 «Principales variations de périmètre».

Aucune perte de valeur n'a été constatée au cours de l'exercice 2008 alors que celles-ci s'élevaient respectivement à 2,7 millions d'euros en 2007 contre 3,6 millions d'euros en 2006.

### 10.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Le Groupe gère des contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution d'électricité. Les droits donnés aux concessionnaires sont comptabilisés en droits incorporels (se reporter à la Note 22).

### 10.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales opérée par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B (France) ainsi que dans MKV et HKV (Allemagne) et de capacité de production virtuelle (VPP) en Italie. Au 31 décembre 2008, la valeur nette comptable de ces droits représentait 1 835 millions d'euros.

### 10.1.3 Autres Immobilisations incorporelles

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2008 les actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France

(4 922 millions d'euros), comprenant essentiellement la marque Gaz de France, les relations clients et des contrats d'approvisionnement.

La valeur des immobilisations incorporelles non amortissables au sein des autres immobilisations incorporelles s'élève à 703,2 millions d'euros contre 87,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 18,8 millions d'euros au 31 décembre 2006. Les immobilisations incorporelles non amortissables correspondent notamment à des droits de tirage d'eau ainsi qu'à la marque GDF Gaz de France reconnue dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement aux actifs et passifs de Gaz de France. Leur durée de vie est indéterminée.

## 10.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement sans contrepartie spécifique (contrat, commande) sont inscrits en charges. Hors dépenses d'assistance technique, leurs montants pour les exercices 2008, 2007 et 2006 s'élèvent respectivement à 127 millions d'euros, 99,6 millions d'euros et 86 millions d'euros.

Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de reconnaissance d'un actif incorporel sont non significatives.

## NOTE 11 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

### 11.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement activés	Immobilisations en cours	Autres	Total immobilisations corporelles
<b>A. VALEUR BRUTE</b>								
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>1 744,1</b>	<b>5 089,3</b>	<b>31 555,5</b>	<b>1 534,0</b>	<b>732,0</b>	<b>1 803,7</b>	<b>2 633,7</b>	<b>45 092,3</b>
Acquisitions	43,1	80,9	731,5	150,6	0,0	1 729,0	76,5	2 811,5
Cessions	(24,1)	(64,8)	(225,6)	(107,6)	(2,6)	0,0	(59,1)	(483,8)
Écarts de conversion	(48,6)	67,4	(550,4)	(23,8)	(9,5)	(48,3)	(144,4)	(757,5)
Variations de périmètre	79,9	306,8	636,2	16,3	6,0	267,3	30,0	1 342,6
Autres	69,6	166,3	1 267,3	49,7	172,8	(1 467,6)	(151,3)	106,8
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>1 864,0</b>	<b>5 646,0</b>	<b>33 414,6</b>	<b>1 619,2</b>	<b>898,8</b>	<b>2 284,1</b>	<b>2 385,4</b>	<b>48 111,9</b>
Acquisitions	77,0	102,4	2 018,0	164,8	0,0	4 553,9	88,3	7 004,4
Cessions	(48,6)	(83,8)	(270,7)	(103,3)	(3,1)	7,0	(72,5)	(575)
Écarts de conversion	(149,7)	(417,0)	(998,1)	(62,3)	(53,5)	(120,6)	(9,8)	(1 811,1)
Variations de périmètre	157,1	1 981,7	31 756,5	(10,8)	14,3	2 568,0	81,5	36 548,4
Autres	54,7	47,2	2 804,0	40,0	145,0	(2 257,1)	(1 166,9)	(333,2)
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>1 954,3</b>	<b>7 276,5</b>	<b>68 724,3</b>	<b>1 647,6</b>	<b>1 001,4</b>	<b>7 035,3</b>	<b>1 306,0</b>	<b>88 945,5</b>
<b>B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS</b>								
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>(864,5)</b>	<b>(1 716,0)</b>	<b>(18 674,7)</b>	<b>(1 054,1)</b>	<b>(619,8)</b>	<b>(42,6)</b>	<b>(1 117,8)</b>	<b>(24 089,5)</b>
Amortissements	(70,2)	(259,4)	(1 171,7)	(133,1)	(12,1)	0,0	(89,1)	(1 735,7)
Pertes de valeur	(3,6)	(3,9)	(91,4)	(0,2)	0,0	(11,9)	(0,2)	(111,2)
Cessions	14,4	36,7	179,5	99,1	2,6	0,0	55,5	387,8
Écarts de conversion	30,2	(16,2)	146,5	13,6	10,1	2,0	38,5	224,5
Variations de périmètre	(-2,0)	(26,9)	(183,5)	(9,3)	(6,0)	0,0	(6,4)	(234,2)
Autres	(-6,6)	(38,4)	27,7	1,6	(38)	11,9	85,1	43,3
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>(-902,3)</b>	<b>(2 024,1)</b>	<b>(19 767,7)</b>	<b>(1 082,5)</b>	<b>(663,3)</b>	<b>(40,6)</b>	<b>(1 034,3)</b>	<b>(25 514,8)</b>
Amortissements	(-69,0)	(309,7)	(2 046,9)	(288,9)	(34,0)	0,0	(78,8)	(2 827,2)
Pertes de valeur	(-4,4)	(1,7)	(130,1)	0,0	0,0	(13,0)	(4,0)	(153,3)
Cessions	32,7	65,3	310,9	97,7	(0,9)	0,0	59,1	564,8
Écarts de conversion	82,9	115,5	391,7	36,9	39,4	(1,1)	8,4	673,6
Variations de périmètre	(4,4)	1,4	1 479,4	59,8	(6,3)	0,0	(18,6)	1 511,4
Autres	0,1	52,6	(156,9)	139,6	(8,5)	21,6	233,6	282,2
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>(864,4)</b>	<b>(2 100,7)</b>	<b>(19 919,6)</b>	<b>(1 037,4)</b>	<b>(673,6)</b>	<b>(33,1)</b>	<b>(834,6)</b>	<b>(25 463,3)</b>
<b>C. VALEUR COMPTABLE NETTE</b>								
<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>879,6</b>	<b>3 373,4</b>	<b>12 880,7</b>	<b>480,0</b>	<b>112,2</b>	<b>1 761,1</b>	<b>1 515,9</b>	<b>21 002,9</b>
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>961,6</b>	<b>3 621,9</b>	<b>13 646,9</b>	<b>536,6</b>	<b>235,5</b>	<b>2 243,5</b>	<b>1 351,1</b>	<b>22 597,1</b>
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>1 089,9</b>	<b>5 175,8</b>	<b>48 804,7</b>	<b>610,2</b>	<b>327,8</b>	<b>7 002,2</b>	<b>471,5</b>	<b>63 482,1</b>

Les actifs corporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France sont constitués principalement d'actifs de transport, de stockage, de distribution de gaz en France, d'exploration et de production, représentant une entrée de périmètre de 37 094 millions d'euros. La juste valeur de ces actifs est présentée en Note 2 «Principales variations de périmètre».

Les autres variations nettes de périmètre résultent notamment des acquisitions au sein de Tractebel Energia au Brésil (+ 710,1 millions d'euros, principalement au titre de Ponte de Pedra) et d'Agbar (+ 114,3 millions d'euros, notamment suite à l'acquisition de Lavaqua), de l'acquisition de First light Power Enterprises aux États-Unis (+ 676,0 millions d'euros) et de Senoko Power à Singapour (+ 250,5 millions d'euros), de l'acquisition au premier semestre de Teesside en Grande-Bretagne, menée conjointement avec Gaz de France (+ 265,4 millions d'euros), de la cession de Distrigaz (-256,7 millions d'euros) et de la mise en équivalence de Fluxys (- 639,9 millions d'euros) en Belgique, ainsi que de la cession de Hehalis aux États-Unis (- 219,2 millions d'euros).

Les principaux écarts de conversion sur la valeur brute des immobilisations corporelles au 31 décembre 2008 concernent le réal brésilien (- 749,8 millions d'euros), la livre sterling (- 535,2 millions d'euros) et la couronne norvégienne (- 293,7 millions d'euros).

Les actifs d'exploration et de production des ressources minérales inclus dans le tableau ci dessus sont détaillés par nature en Note 19 «Activité Exploration - Production».

## 11.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 417,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 2 227,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 2 001 millions d'euros au 31 décembre 2006.

## 11.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements, de véhicules et de matériel pour des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et de co-génération) et pour des contrats de service.

Les engagements contractuels d'achats d'immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 5 168,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 4 469,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 1 790,5 millions d'euros au 31 décembre 2006. Cette progression résulte notamment des engagements d'achats fermes d'immobilisations corporelles dans le cadre de la construction d'une nouvelle centrale au charbon en Thaïlande, de l'entrée dans le périmètre des entités Gaz de France, minorée des opérations réalisées durant la période. En outre, le Groupe a pris divers engagements d'investissements contractés vis-à-vis de clients dans le cadre de marchés pour un montant total de 1 228,6 millions d'euros au 31 décembre 2008, contre 885 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 869,4 millions d'euros au 31 décembre 2006.

## 11.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt incorporés dans le coût des immobilisations corporelles au 31 décembre 2008, 2007 et 2006 s'élève respectivement à 97,6 millions d'euros, 36,2 millions d'euros et 24,7 millions d'euros.

## NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

### 12.1 Détail des participations dans les entreprises associées

En millions d'euros	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées			Quote-part de résultat dans les entreprises associées		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Sociétés intercommunales belges	670,4	893,2	866,8	174,8	365,3	235,3
Elia	(85,1)	(96,2)	(119,2)	26,7	25,1	21,1
FLUXYS	240,4			31,0		
GASAG	460,9			27,8		
GTT	244,8			28,0		
RETI Italia	277,0			1,0		
Groupe SPE	515,0			(2,0)		
Autres	780,9	417,3	512,1	31,0	67,5	48,7
<b>TOTAL</b>	<b>3 104,3</b>	<b>1 214,3</b>	<b>1 259,7</b>	<b>318,3</b>	<b>457,9</b>	<b>372,7</b>

Les principales variations en 2008 sont d'une part l'entrée des entreprises associées de Gaz de France et d'autre part, le passage de la méthode de l'intégration globale à la mise en équivalence de Fluxys suite à la cession de 12,5% à Publigaz.

Le montant des dividendes encaissés par le Groupe en 2008, 2007 et 2006 et provenant des entreprises associées s'est élevé respectivement à 358,1 millions d'euros, 229,8 millions d'euros et 355,7 millions d'euros.

Les goodwill constatés par le Groupe lors de l'acquisition des entreprises associées figurent également dans le poste ci-dessus pour un montant net de 311,0 millions d'euros contre 31,5 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 23,4 millions d'euros au 31 décembre 2006.

### 12.2 Juste valeur des participations dans les entreprises associées cotées

La valeur nette comptable des participations dans les entreprises associées cotées est de 171,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 (contre -69,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 et -27,6 millions d'euros au 31 décembre 2006). La valeur de marché de ces sociétés est de 895,2 millions d'euros (dont Fluxys 597,8 millions d'euros) au 31 décembre 2008 contre 336,8 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 463,5 millions d'euros au 31 décembre 2006.

## 12.3 Principaux agrégats des entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	<b>Dernier % de détention</b>	<b>Total Actifs</b>	<b>Passifs</b>	<b>Capitaux propres</b>	<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>Résultat net</b>
<b>Au 31 décembre 2008</b>						
Sociétés intercommunales belges <sup>(a) (e)</sup>		11 400,0	5 759,0	5 641,0	2 526,0	824,0
Elia	24,4	4 228,1	2 878,4	1 349,7	734,0	101,4
Fluxys <sup>(b)</sup>	44,8	2 664,4	1 377,8	1 286,6	592,2	111,0
GTT <sup>(c)</sup>	40,0	238,0	70,0	168,0	251,0	160,0
RETI Italia <sup>(c)</sup>	70,5	957,0	491,0	466,0	143,0	11,0
Groupe SPE <sup>(c)</sup>	25,5	1 830,0	794,0	1 036,0	2 455,0	22,0
<b>Au 31 décembre 2007</b>						
Sociétés intercommunales belges <sup>(d) (e)</sup>		11 871,0	5 762,0	6 109,0	3 561,0	663,0
Elia	24,4	3 975,8	2 630,7	1 345,1	718,8	81,6
<b>Au 31 décembre 2006</b>						
Sociétés intercommunales belges <sup>(e)</sup>		11 871,0	5 762,0	6 109,0	3 561,0	663,0
Compagnie Nationale du Rhône	47,9				798,9	135,3
Elia	27,5	3 899,5	2 593,5	1 306,0	690,9	76,9

(a) Correspond aux chiffres de 2007, derniers chiffres disponibles.

(b) Correspond aux chiffres publiés par Fluxys et selon les principes comptables de Fluxys.

(c) Correspond aux chiffres pour tout l'exercice 2008.

(d) Correspond aux chiffres de 2006, derniers chiffres disponibles.

(e) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.

**NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES CO-ENTREPRISES**

Les contributions des principales co-entreprises dans les comptes consolidés du Groupe se détaillent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Pourcentage d'intégration</b>	<b>Actifs courants</b>	<b>Actifs non courants</b>	<b>Passifs courants</b>	<b>Passifs non courants</b>	<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>Résultat net</b>
<b>Au 31 décembre 2008</b>							
Groupe ACEA / Electrabel	40,6 <sup>(a)</sup>	515,6	762,7	810,9	165,5	1 298,8	(17,1)
Groupe Hisusa	51,0 <sup>(b)</sup>	1 170,7	2 624,1	1 152,9	733,3	1 623,3	126,6
Senoko	30,0	80,9	650,7	141,1	65,1	143,7	6,2
Tirreno Power	35,0	120,1	543,8	125,4	392,0	396,0	30,2
EFOG intégration proportionnelle	22,5	145	134	2	61	105	70
Gasélyls	51,0	3 662	8	3 885	15	98	57
Groupe SPP	24,5	257	1 986	106	150	366	71
<b>Au 31 décembre 2007</b>							
Groupe ACEA / Electrabel	40,6 <sup>(a)</sup>	477,3	751,5	739,6	167,1	1 036,0	0,7
Groupe Hisusa	51,0 <sup>(b)</sup>	964,9	3 130,8	752,9	1 371,6	1 763,3	243,6
Tirreno Power	35,0	140,8	547,9	142,3	391,7	308,1	51,2
<b>Au 31 décembre 2006</b>							
Groupe ACEA / Electrabel	40,6 <sup>(a)</sup>	402,9	675,1	606,2	156,8	1 132,9	7,4
Groupe Hisusa	51,0 <sup>(b)</sup>	792,8	2 705,3	770,3	1 072,2	1 712,9	214,6
Tirreno Power	35,0	115,0	513,3	199,8	299,0	291,8	16,5

(a) Pourcentage d'intégration des holdings.

(b) Comprenant Agbar, société intégrée globalement dans Hisusa, elle-même intégrée proportionnellement à 51% par GDF SUEZ.

## NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

### 14.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers sont les suivantes :

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007	31 déc. 2006
	Non courant	Courant	Total	Total	Total
Titres disponibles à la vente	3 309,0		3 309,0	4 120,7	2 816,5
Prêts et créances au coût amorti	3 575,4	28 556,7	32 132,1	17 594,7	15 996,5
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 303,5	1 346,4	3 650,0	2 438,3	2 468,9
Clients et autres débiteurs		22 729,3	22 729,3	11 869,3	10 412,2
Autres actifs	1 271,8	4 481,0	5 752,8	3 287,0	3 115,4
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 893,4	10 208,8	13 102,2	5 822,9	5 165,7
Instruments financiers dérivés	2 893,4	9 439,9	12 333,3	4 503,4	4 332,7
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés		768,9	768,9	1 319,5	833,0
Trésorerie et équivalents de trésorerie		9 049,3	9 049,3	6 720,2	7 946,3
<b>TOTAL</b>	<b>9 777,8</b>	<b>47 814,8</b>	<b>57 592,6</b>	<b>34 258,5</b>	<b>31 925,0</b>

#### 14.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

<b>Au 31 décembre 2006</b>	<b>2 816,5</b>
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>4 120,7</b>
Acquisitions	475,1
Cessions	(96,0)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(612,0)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(566,3)
Variations de périmètre, change et Divers	(12,6)
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>3 309,0</b>

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élevaient à 3 309 millions d'euros au 31 décembre 2008 qui se répartissent entre 1 071,3 millions d'euros de titres cotés et 2 237,7 millions d'euros d'actions non cotées.

Les titres cotés sont évalués au cours de bourse de clôture.

Les méthodes utilisées pour la valorisation des titres non cotés sont essentiellement les suivantes :

- dernières opérations de marché ;
- actualisation des dividendes et/ou des cash flows ;
- valeur de l'actif net.

Le Groupe a examiné la valeur des différents titres disponibles à la vente, afin de déterminer au cas par cas, en fonction de l'ensemble des informations disponibles et compte tenu du contexte actuel de marché, s'il y avait lieu de comptabiliser des pertes de valeur. Compte tenu de la situation ayant affecté les marchés et de l'incertitude pesant sur l'horizon de redressement du cours de bourse de l'action Gas Natural, le Groupe a constaté une perte de valeur de 513 millions d'Euros sur ces titres.

Les profits et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure				Résultat de cession
	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	
Capitaux propres (*)	-	(690,0)	28,4	-	-
Résultat	219,6	(25,4)		(540,9)	42,3
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2008</b>	<b>219,6</b>	<b>(715,4)</b>	<b>28,4</b>	<b>(540,9)</b>	<b>42,3</b>
Capitaux propres (*)	-	374,1	(58,2)	-	-
Résultat	202,4	25,4	-	(40,1)	(59,1)
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2007</b>	<b>202,4</b>	<b>399,5</b>	<b>(58,2)</b>	<b>(40,1)</b>	<b>(59,1)</b>
Capitaux propres (*)	-	287,9	(50,2)	-	-
Résultat	288,7	12,5	-	(41,0)	468,1
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>288,7</b>	<b>300,4</b>	<b>(50,2)</b>	<b>(41,0)</b>	<b>468,1</b>

(\*) Hors effet impôt.

#### 14.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007	31 déc. 2006
	Non courant	Courant	Total	Total	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 303,5	1 346,4	3 650,0	2 438,3	2 468,9
Prêts aux sociétés affiliées	1 444,2	1 254,7	2 698,9	1 816,3	1 648,8
Autres créances au coût amorti	21,0		21,0	31,2	217,0
Créances de concessions	298,4	19,5	317,9	209,7	236,3
Créances de location financement	539,9	72,2	612,1	381,1	366,8
Clients et autres débiteurs		22 729,3	22 729,3	11 869,3	10 412,2
Autres actifs	1 271,8	4 481,0	5 752,8	3 287,0	3 115,4
Droits à remboursement	405,1	38,6	443,7	488,9	564,5
Créances fiscales		2 818,8	2 818,8	1 229,8	923,1
Autres créances	866,8	1 623,6	2 490,4	1 568,3	1 627,8
<b>TOTAL</b>	<b>3 575,4</b>	<b>28 556,7</b>	<b>32 132,1</b>	<b>17 594,6</b>	<b>15 996,6</b>

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007			31 déc. 2006		
	Dépréciation & Perte de valeur			Dépréciation & Perte de valeur			Dépréciation & Perte de valeur		
	Brut		Net	Brut		Net	Brut		Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	4 124,3	(474,4)	3 650,0	2 739,1	(300,8)	2 438,3	2 826,7	(357,8)	2 468,9
Clients et autres débiteurs	23 709,0	(979,7)	22 729,3	12 381,2	(511,9)	11 869,3	10 971,0	(558,7)	10 412,2
Autres actifs	5 897,4	(132,9)	5 764,5	3 376,7	(89,7)	3 287,0	3 216,4	(101,0)	3 115,4
<b>TOTAL</b>	<b>33 730,7</b>	<b>(1 587,0)</b>	<b>32 143,7</b>	<b>18 497,1</b>	<b>(902,4)</b>	<b>17 594,6</b>	<b>17 014,1</b>	<b>(1 017,5)</b>	<b>15 996,6</b>

La hausse des clients et autres débiteurs, tant en valeur brute que pour les dépréciations et pertes de valeur, résulte principalement de l'entrée en consolidation de Gaz de France et de ses filiales. Par ailleurs, compte tenu de la situation ayant affecté les marchés et de la situation financière de certaines de ses contreparties durant le

second semestre 2008, le Groupe a été amené à enregistrer une dépréciation d'actifs financiers (Prêts et créances au coût amorti) pour un montant total de 129,3 millions d'euros, visant à ramener les créances concernées à leur valeur de recouvrement estimée sur la base de données observables de marché.

Les produits et charges nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2008	936,9	7,4	(363,8)
Au 31 décembre 2007	872,5	(2,3)	72,0
Au 31 décembre 2006	869,5	(5,4)	(40,1)

#### Prêts aux sociétés affiliées

Le poste «Prêts aux sociétés affiliées» comprend la créance du Groupe sur l'entreprise associée ESO/Elia pour un même montant net de 808,4 millions d'euros au 31 décembre 2008, 31 décembre 2007 et 31 décembre 2006.

#### Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. La valeur comptable inscrite au bilan représente une bonne évaluation de la juste valeur.

#### Autres actifs

Au sein des autres actifs, les droits à remboursement au 31 décembre 2008 comprennent :

- des droits à remboursement d'Electrabel concernant les engagements de retraite du personnel de distribution des

Intercommunales wallonnes pour 296,5 millions d'euros (dont 35,5 millions d'euros en part courante). En effet, Electrabel met à la disposition de ces Intercommunales son personnel en vue d'assurer l'exploitation des réseaux. L'ensemble des coûts de personnel (y compris les dépenses liées à la retraite des agents) est facturé par Electrabel aux Intercommunales sur la base des charges effectivement payées. L'engagement de retraite d'Electrabel envers ce personnel est dès lors comptabilisé au passif du bilan (au sein des provisions pour retraite) en contrepartie d'un droit à remboursement sur les Intercommunales d'un montant similaire ;

- les polices d'assurance contractées avec la partie liée Contassur dans le cadre du financement de certains engagements de retraite pour un montant de 147,2 millions d'euros.

### 14.1.3 Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007	31 déc. 2006
	Non courant	Courant	Total	Total	Total
Instruments financiers dérivés	2 893,4	9 439,9	12 333,3	4 503,4	4 332,7
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	964,9	146,5	1 111,4	715,4	590,7
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 762,3	9 217,7	10 980,0	3 685,6	3 650,6
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	166,2	75,7	241,9	102,4	91,4
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés	0,0	768,9	768,9	1 319,5	833,0
Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat		720,8	720,8	1 272,0	833,0
Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat		48,1	48,1	47,5	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 893,4</b>	<b>10 208,8</b>	<b>13 102,2</b>	<b>5 822,9</b>	<b>5 165,7</b>

Les instruments dérivés sur matières premières (et les instruments dérivés sur dettes et autres) sont mis en place dans le cadre de la politique de gestion du risque du Groupe et sont analysés dans la Note 15.

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche ; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (se reporter à la Note 14.3).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers détenus à des fins de transactions au 31 décembre 2008 s'établit à 58,3 millions d'euros.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2008 est non significatif.

### 14.1.4 Trésorerie et équivalent de trésorerie

La politique de gestion des risques financiers est présentée dans les chapitres 4 et 20 (Note 15) du document de référence 2008.

Au 31 décembre 2008, aucune contrepartie ne représentait plus de 11% des placements de trésorerie.

La «trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 9 049,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 6 720,2 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 7 946,3 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction pour 184,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 205,6 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 138 millions d'euros au 31 décembre 2006.

Le résultat enregistré sur la «trésorerie et équivalent de trésorerie» au 31 décembre 2008 s'établit à 260,7 millions d'euros.

### Actifs financiers donnés en garantie

En millions d'euros	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Actifs financiers donnés en garantie	1 084,5	1 125,8	780,6

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres et, dans une moindre mesure, des créances clients qui ont été données en garantie de dettes financières.

### 14.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «autres passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en «passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés.

Les différentes catégories de passifs financiers au 31 décembre 2008 sont les suivantes :

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007	31 déc. 2006
	Part non courante	Part courante	Total	Total	Total
Dettes financières	24 200,4	14 641,0	38 841,4	21 655,8	19 679,1
Instruments financiers dérivés	2 889,6	9 472,4	12 362,0	4 002,8	4 081,2
Fournisseurs et autres créanciers		17 914,7	17 914,7	10 038,1	9 209,4
Autres passifs financiers	859,1		859,1	778,0	467,5
<b>TOTAL</b>	<b>27 949,1</b>	<b>42 028,1</b>	<b>69 977,2</b>	<b>36 474,6</b>	<b>33 437,2</b>

#### 14.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007	31 déc. 2006
	Part non courante	Part courante	Total	Total	Total
Emprunts obligataires	11 292,5	2 426,1	13 718,6	9 308,1	9 632,7
Billets de trésorerie		8 665,5	8 665,5	2 179,0	1 650,7
Tirages sur facilités de crédit	2 688,5	428,4	3 116,9	1 706,3	1 082,1
Emprunts sur location financement	1 347,4	185,0	1 532,4	1 126,7	1 194,4
Autres emprunts bancaires	7 151,1	807,5	7 958,6	4 252,3	4 135,0
Autres emprunts	1 549,8	504,8	2 054,6	1 481,2	682,5
<b>EMPRUNTS</b>	<b>24 029,3</b>	<b>13 017,3</b>	<b>37 046,6</b>	<b>20 053,6</b>	<b>18 377,5</b>
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 223,2	1 223,2	1 500,1	1 121,9
<b>ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>24 029,3</b>	<b>14 240,5</b>	<b>38 269,8</b>	<b>21 553,7</b>	<b>19 499,4</b>
Impact du coût amorti	113,6	305,9	419,5	128,7	162,6
Impact de la couverture de juste valeur	57,5	94,6	152,1	(26,6)	17,1
<b>DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>24 200,4</b>	<b>14 641,0</b>	<b>38 841,4</b>	<b>21 655,8</b>	<b>19 679,1</b>

La juste valeur de la dette financière brute s'élevé au 31 décembre 2008 à 39 048,9 millions d'euros pour une valeur nette comptable de 38 841,4 millions d'euros.

Les profits et pertes, principalement constitués d'intérêts, enregistrés en résultat sur les dettes financières sont présentés en note 6.

Les dettes financières sont analysées au paragraphe 14.3.

### 14.2.2 Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007	31 déc. 2006
	Part non courante	Part courante	Total	Total	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	790,8	234,0	1 024,9	191,2	139,5
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 025,2	9 169,2	11 194,4	3 715,2	3 915,7
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	73,6	69,1	142,7	96,4	26,0
<b>TOTAL</b>	<b>2 889,6</b>	<b>9 472,4</b>	<b>12 362,0</b>	<b>4 002,8</b>	<b>4 081,2</b>

Ces instruments sont mis en place dans le cadre de la politique de gestion du risque du Groupe et sont analysés en Note 15.

### 14.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Fournisseurs	14 482,8	8 305,7	7 470,0
Avances et acomptes reçus	1 019,8	644,5	601,0
Dettes sur immobilisations	1 743,8	374,4	304,3
Dettes de concessions	22,7	21,4	133,6
Passifs de renouvellement	645,7	692,1	700,4
<b>TOTAL</b>	<b>17 914,7</b>	<b>10 038,1</b>	<b>9 209,4</b>

La valeur comptable inscrite au bilan représente une bonne évaluation de la juste valeur.

### 14.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Dettes sur acquisition de titres	722,7	641,5	331,1
Autres	136,4	136,4	136,4
<b>TOTAL</b>	<b>859,1</b>	<b>778,0</b>	<b>467,5</b>

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultant de promesses d'achat (put sur minoritaires) consenties par le Groupe et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres consentis aux minoritaires ont donc été comptabilisés en dettes (voir note 1.4.10.2.2).

Ils correspondent :

- à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;

- à 43,16% du capital de la Compagnie du Vent ;
- à 40% du capital de Energie Investimenti.

L'exercice des options liées à la CNR est conditionné à l'abrogation de la loi française «Murcef» et celui relatif à la Compagnie du Vent pourra s'effectuer de façon échelonnée à partir de 2011.

Il convient de préciser qu'Electrabel détient elle-même, dans le cadre des conventions passées entre les parties, des options d'achat sur ces mêmes actions.

### 14.3 Endettement financier net

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007			31 déc. 2006		
	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total	Part non courante	Part courante	Total
En-cours des dettes financières	24 029,3	14 240,5	38 269,8	14 597,2	6 956,5	21 553,7	13 031,4	6 468,0	19 499,4
Impact du coût amorti	113,6	305,9	419,5	(42,8)	171,4	128,6	(45,0)	207,6	162,6
Impact de la couverture de juste valeur <sup>(a)</sup>	57,5	94,6	152,1	(28,5)	1,9	(26,6)	14,2	2,9	17,1
<b>DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>24 200,4</b>	<b>14 641,0</b>	<b>38 841,4</b>	<b>14 526,0</b>	<b>7 129,8</b>	<b>21 655,7</b>	<b>13 000,6</b>	<b>6 678,5</b>	<b>19 679,1</b>
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif <sup>(b)</sup>	790,8	234,0	1 024,9	182,4	8,8	191,2	122,8	16,7	139,5
<b>DETTE BRUTE</b>	<b>24 991,2</b>	<b>14 875,1</b>	<b>39 866,3</b>	<b>14 708,4</b>	<b>7 138,6</b>	<b>21 847,0</b>	<b>13 123,4</b>	<b>6 695,2</b>	<b>19 818,6</b>
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0,0	(768,9)	(768,9)	0,0	(1 319,5)	(1 319,5)	0,0	(833,0)	(833,0)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0,0	(9 049,3)	(9 049,3)	0,0	(6 720,2)	(6 720,2)	0,0	(7 946,3)	(7 946,3)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif <sup>(b)</sup>	(964,9)	(146,5)	(1 111,4)	(701,3)	(14,1)	(715,4)	(570,0)	(20,7)	(590,7)
<b>TRÉSORERIE ACTIVE</b>	<b>(964,9)</b>	<b>(9 964,7)</b>	<b>(10 929,6)</b>	<b>(701,3)</b>	<b>(8 053,7)</b>	<b>(8 755,0)</b>	<b>(570,0)</b>	<b>(8 800,0)</b>	<b>(9 370,0)</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	<b>24 026,3</b>	<b>4 910,4</b>	<b>28 936,7</b>	<b>14 007,1</b>	<b>(915,1)</b>	<b>13 091,9</b>	<b>12 553,4</b>	<b>(2 104,8)</b>	<b>10 448,6</b>
En-cours des dettes financières	24 029,3	14 240,5	38 269,8	14 597,2	6 956,5	21 553,7	13 031,4	6 468,0	19 499,4
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0,0	(768,9)	(768,9)	0,0	(1 319,5)	(1 319,5)	0,0	(833,0)	(833,0)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0,0	(9 049,3)	(9 049,3)	0,0	(6 720,2)	(6 720,2)	0,0	(7 946,3)	(7 946,3)
<b>ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS</b>	<b>24 029,3</b>	<b>4 422,3</b>	<b>28 451,6</b>	<b>14 597,2</b>	<b>(1 083,2)</b>	<b>13 514,1</b>	<b>13 031,4</b>	<b>(2 311,3)</b>	<b>10 720,1</b>

(a) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.

(b) Il s'agit de la juste valeur des dérivés affectés économiquement à la dette, qualifiés ou non de couverture, y compris les dérivés qualifiés de couverture d'investissement net (se reporter aux Notes 14.1.3 & 14.2.2).

#### 14.3.1 Variation de l'endettement financier brut

Au cours du dernier trimestre, GDF SUEZ SA a réalisé un ensemble d'émissions d'emprunts obligataires pour un montant total de 3 665 millions d'euros, dont 1 400 millions d'euros à échéance janvier 2014 et 1 200 millions d'euros à échéance janvier 2019, 500 millions de livres sterling (contre valeur 525 millions d'euros)

à échéance octobre 2028 et 625 millions de francs suisse (contre valeur 421 millions d'euros) à échéance décembre 2012.

Sur l'année 2008, les variations de périmètre entraînent une augmentation de 6 779 millions d'euros de l'endettement brut, et les variations de change représentent une augmentation de 231 millions d'euros.

#### 14.3.2 Ratio d'endettement

En millions d'euros	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Endettement financier net	28 936,7	13 091,9	10 448,6
Total Capitaux propres	62 818,3	24 860,8	22 563,8
<b>RATIO D'ENDETTEMENT</b>	<b>46,1%</b>	<b>52,7%</b>	<b>46,3%</b>

## NOTE 15 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de contrepartie, liquidité et de marché.

### 15.1 Gestion des risques liés aux instruments financiers hors matières premières

#### 15.1.1 Risque de contrepartie

Le groupe est exposé au risque de contrepartie sur différents aspects : par ses activités opérationnelles, ses activités de placement de trésorerie et ses produits dérivés de taux et de change de couverture.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour le Groupe sont intégrés aux

procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque adaptées aux spécificités et aux exigences d'une trésorerie de Groupe. Le processus de sélection des contreparties s'appuie sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs ratings externes et de leurs surfaces financières. D'autre part, des limites de suivi de risque de contrepartie sont suivies quotidiennement par le Front Office. Le Groupe a également recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de netting) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge) permettant de limiter l'exposition au risque de contrepartie.

L'exposition maximale du Groupe au risque de contrepartie doit être appréciée à hauteur de la valeur comptable des actifs financiers hors titres disponibles à la vente, et de la juste valeur des dérivés inscrits à l'actif de son bilan.

#### Activités opérationnelles

##### Risque de contrepartie lié aux créances clients

L'encours des créances clients et autres débiteurs dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

Clients et autres débiteurs	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	au delà d'1 an	Total			
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2008	3 370,8	354,7	328,6	4 054,1	980,4	18 674,4	23 709,0
Au 31 décembre 2007	1 769,0	181,2	240,6	2 190,8	513,4	9 676,9	12 381,1

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquels les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agit d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit.

##### Risque de contrepartie lié aux autres actifs

Les autres actifs, comprenant notamment des créances fiscales et des droits à remboursement, ne sont ni échus ni dépréciés. Le Groupe estime par ailleurs ne pas être exposé à un risque de contrepartie sur ces actifs (cf. Note 14.1.2).

**Activités financières**
**Risque de contrepartie lié aux Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)**

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	au delà d'1 an	Total	Total	Total	
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2008	666,1	64,3	18,3	748,7	531,5	2 895,1	4 175,3
Au 31 décembre 2007	7,0	4,8	222,8	234,6	286,1	2 299,8	2 820,5

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) ne comprend pas les éléments de perte de valeur, variation de juste valeur et de coût amorti pour respectivement (474,4) millions d'euros, (64,8) millions d'euros et 13,9 millions d'euros au 31 décembre 2008 (contre (300,8) millions d'euros, (83,3) millions d'euros et 1,9 million d'euros au 31 décembre 2007). L'évolution de ces éléments est présentée en note 14.1.2 Prêts et créances au coût amorti.

**Risque de contrepartie lié aux activités de placement**

Le Groupe est exposé au risque de crédit sur le placement de ses excédents (hors prêts à des sociétés non consolidées) et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Le risque crédit correspond à la perte que le Groupe pourrait supporter en cas de défaillance des contreparties à leurs obligations contractuelles. Dans le cas des instruments financiers, ce risque correspond à la juste valeur positive.

Au 31 décembre 2008, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 161 millions d'euros. Les contreparties *investment grade* (contreparties dont la notation minimale est de BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's) représentent 87% de l'exposition. Le reste de l'exposition est localisé sur des contreparties n'ayant pas de notation (9%) et des contreparties non «*investment grade*» (4%). L'essentiel de ces deux dernières expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des intérêts minoritaires ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs au 31 décembre 2008, aucune contrepartie ne représentait plus de 12% des placements des excédents.

**15.1.2 Risque de liquidité**

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de cash pooling du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés. Ces véhicules sont gérés à Paris ainsi qu'au Grand-Duché de Luxembourg (SUEZ Finance SA, Tractebel Cash Management Services, Electrabel Finance & Treasury Management) pour les pays européens, et à Houston, Texas pour l'Amérique du Nord. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées. Les cash pooling existant chez Suez et chez Gaz de France font l'objet d'un processus de convergence depuis la fusion, qui sera achevé en 2009, de même que l'automatisation des cash pooling dans certains autres pays (USA, Royaume-Uni, Italie...).

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'Euro Medium Term Notes, et à des émissions de billets de trésorerie en France et en Belgique et de Commercial Paper aux États-Unis.

Dans ce cadre, et depuis la fusion, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur la société mère GDF SUEZ pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, et sur GDF SUEZ et Electrabel pour les billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2008, les ressources bancaires représentent 40% de la dette brute, (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant financé par le marché des capitaux (dont 13 719 millions d'obligataires soit 37% de la dette brute). Les encours d'émission de papier à court terme (billets de trésorerie et Commercial Paper) représentent 23% de la dette brute et s'élevaient à 8 666 millions d'euros au 31 décembre 2008 (se reporter à la Note 14.2.1). Ces programmes sont utilisés (de manière conjoncturelle ou structurelle) pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. Le Groupe dispose de facilités de crédit

confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 14 522 millions d'euros au 31 décembre 2008, dont 3 117 millions d'euros tirés. 83% des lignes de crédit totales et 88% des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

La trésorerie active (nette des découverts bancaires) s'élève à 8 595 millions d'euros au 31 décembre 2008. Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique.

À la suite de la crise des crédits hypothécaires US à risque de l'été 2007, la quasi-totalité des excédents avaient été investis en dépôts bancaires à terme et OPCVM monétaires réguliers.

La survenance au quatrième trimestre de la crise de liquidité interbancaire et l'augmentation du risque de contrepartie qui en a découlé nous ont conduits à ajuster sans délai cette politique d'investissement, avec un objectif de liquidité maximale. Au 31 décembre 2008, 98% du cash centralisé était ainsi investi en dépôts bancaires overnight ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour, avec un suivi et des règles d'intervention quotidiens sur ces deux types d'investissements.

Les excédents de cash ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

### 15.1.2.1 Flux contractuels non actualisés :

Au 31 décembre 2008, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2008	Total	2009	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
Emprunts obligataires	13 718,6	2 426,2	1 030,8	540,8	793,6	1 299,2	7 628,1
Billets de trésorerie	8 665,5	8 665,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tirages sur facilités de crédit	3 117,0	428,4	496,5	0,1	2 085,0	0,1	106,9
Emprunts sur location financement	1 532,4	185,0	133,2	134,4	140,3	153,8	785,7
Autres emprunts bancaires	7 958,6	807,5	1 262,3	664,4	674,0	1 083,7	3 466,7
Autres emprunts	2 054,5	504,7	440,6	43,2	414,4	48,2	603,4
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 223,2	1 223,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>38 269,9</b>	<b>14 240,5</b>	<b>3 363,4</b>	<b>1 382,8</b>	<b>4 107,3</b>	<b>2 585,0</b>	<b>12 590,8</b>
Flux contractuels d'intérêts non actualisés	9 316,9	1 190,4	1 079,0	921,7	875,5	830,0	4 420,3
<b>TOTAL</b>	<b>47 586,8</b>	<b>15 430,9</b>	<b>4 442,4</b>	<b>2 304,6</b>	<b>4 982,8</b>	<b>3 415,0</b>	<b>17 011,0</b>

Au 31 décembre 2007	Total	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
<b>Encours des dettes financières</b>	<b>21 553,7</b>	<b>6 956,5</b>	<b>3 120,6</b>	<b>2 748,8</b>	<b>1 269,1</b>	<b>1 036,7</b>	<b>6 422,0</b>
Flux contractuels d'intérêts non actualisés	5 087,9	960,1	764,0	566,1	406,4	348,4	2 042,9
<b>TOTAL</b>	<b>26 641,6</b>	<b>7 916,6</b>	<b>3 884,6</b>	<b>3 314,9</b>	<b>1 675,6</b>	<b>1 385,1</b>	<b>8 464,9</b>

Au 31 décembre 2006	Total	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
<b>Encours des dettes financières</b>	<b>19 499,4</b>	<b>6 468,2</b>	<b>931,8</b>	<b>3 760,3</b>	<b>2 715,0</b>	<b>664,3</b>	<b>4 959,8</b>

Au 31 décembre 2008, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

Au 31 décembre 2008	Total	2009	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
Dérivés (hors matières premières)	540,7	(340,7)	74,9	225,7	62,7	82,0	436,1

Au 31 décembre 2007	Total	2009	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 5 ans
<i>En millions d'euros</i>							
Dérivés (hors matières premières)	78,0	136,8	(207,9)	70,0	(9,6)	(0,6)	89,3

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

#### Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées

	2009	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 5 ans	Total
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2008	1 227,8	1 478,6	335,1	7 061,2	135,7	1 167,1	11 405,4
<i>Au 31 décembre 2007</i>							
	2008	2009	2010	2011	2012	Au-delà de 5 ans	Total
Au 31 décembre 2007	743,7	284,5	1 685,1	210	5 950,0	182,4	9 055,8
<i>Au 31 décembre 2006</i>							
	2007	2008	2009	2010	2011	Au-delà de 5 ans	Total
Au 31 décembre 2006	705,2	78,2	170,2	1 683,2	154,6	5 774,8	8 566,2

Parmi ces programmes disponibles, 8 666 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Les lignes de crédit confirmées non utilisées comprennent notamment un crédit syndiqué de 4 500 millions d'euros (échéance 2012) ainsi qu'un certain nombre de lignes bilatérales venant à échéance en 2010. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.

Au 31 décembre 2008, aucune contrepartie ne représentait plus de 9% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

### 15.1.3 Risques de marché

#### 15.1.3.1 Risque de change

Par la diversification géographique de ses activités, le Groupe est exposé au risque de conversion, c'est-à-dire que son bilan et son compte de résultat sont sensibles aux variations des parités de change lors de la consolidation des comptes de ses filiales étrangères hors zone Euro. C'est sur les actifs nets que le Groupe détient aux États-Unis, au Brésil, en Thaïlande, en Pologne, en Norvège et au Royaume-Uni que l'essentiel des risques de conversion se concentre (se reporter à la Note 3.2).

En matière d'investissement dans des devises n'appartenant pas à la zone Euro, la politique de couverture du risque translationnel

consiste à créer des passifs libellés dans la devise des cash-flows générés par ces actifs.

Parmi les instruments de couverture utilisés, la dette en devise constitue la couverture la plus naturelle mais le Groupe utilise également des produits dérivés de change qui permettent de recréer synthétiquement des dettes en devises : cross currency swaps, swaps de change et options de change.

Cette politique n'est cependant pas réalisable si le coût de couverture (*in fine* le taux d'intérêt de la devise de référence) est trop élevé. C'est le cas du Brésil où en raison d'une part d'un différentiel de taux trop élevé et d'autre part d'un mécanisme d'indexation des revenus locaux, le Groupe opte pour des couvertures catastrophes c'est-à-dire des assurances contre une dépréciation très importante de la devise (risque de décrochage temporaire).

Le contexte de marché est revu mensuellement pour le dollar US et le sterling. Il est suivi autant que de besoin sur les pays émergents de façon à essayer d'anticiper les dévaluations brutales. Le ratio de couverture des actifs est revu périodiquement en fonction du contexte de marché et à chaque entrée ou sortie d'actif. Toute modification substantielle du ratio de couverture fait l'objet d'une validation préalable du Management.

La ventilation par devises de la dette brute et de la dette nette, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

## Instruments financiers par devises

## Dettes brutes

	31 décembre 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone €	75%	67%	77%	65%	78%	64%
Zone \$	11%	19%	10%	18%	10%	20%
Zone £	2%	1%	1%	4%	2%	5%
Autres devises	12%	13%	12%	12%	10%	11%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## Dettes nettes

	31 décembre 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone €	73%	63%	76%	57%	73%	48%
Zone \$	13%	23%	12%	25%	15%	32%
Zone £	2%	1%	2%	6%	2%	7%
Autres devises	12%	13%	11%	11%	10%	12%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## Dérivés de change

Les dérivés détenus en couverture du risque de change sont présentés ci-après.

En millions d'euros	31 décembre 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Couverture de juste valeur	30,7	1 232,4	3,4	123,1	4,9	207,5
Couverture des flux de trésorerie	11,0	2 014,9	47,6	995,0	56,6	521,5
Couverture d'investissement net	295,8	4 734,8	81,9	693,6	54,3	1 682,4
Dérivés non qualifiés de couverture	51,0	8 338,3	310,0	5 178,8	208,7	3 975,0
<b>TOTAL</b>	<b>388,6</b>	<b>16 320,3</b>	<b>442,9</b>	<b>6 990,5</b>	<b>324,5</b>	<b>6 386,4</b>

Les valeurs de marché présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux d'exploitation futurs en devises.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des swaps de devises.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments structurés qui ne peuvent, de par leur nature et parce qu'ils ne répondent pas aux critères d'efficacité définis par IAS 39, être qualifiés de couverture comptable. Ces contrats couvrent économiquement des engagements en devise. L'effet constaté sur les dérivés de change est d'ailleurs quasi intégralement compensé par des résultats de change sur les éléments couverts.

Les modalités d'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés sont présentées en note 1.4.11 Résumé des méthodes comptables, Instruments financiers.

**15.1.3.2 Risque de taux d'intérêt**

L'objectif du Groupe est de réduire son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat.

La politique du Groupe est d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable cappé»). L'objectif du Groupe est de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (5 ans). La répartition pourra évoluer autour de l'équilibre en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des swaps et des options de taux.

Les positions sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

Le coût de la dette du Groupe est sensible à l'évolution des taux pour toutes les dettes indexées sur des taux variables. Le coût de la dette du Groupe est également impacté par la variation de valeur de marché des instruments financiers dérivés non documentés comme couverture en IAS 39. À ce jour, aucune des couvertures optionnelles contractées par le Groupe n'est documentée comme couverture en IAS 39 même si elles offrent une couverture économique (se reporter à la note 6.2).

Au 31 décembre 2008, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (caps) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et sterling. Compte tenu de la chute prononcée de l'ensemble des taux courts sur l'exercice 2008, la quasi-totalité des couvertures optionnelles euros, dollars US et sterling sont pour l'instant inactivées, ayant pour conséquence de variabiliser le coût de la dette, les taux courts euros, dollars US et sterling étant inférieurs aux niveaux protégés. Cependant, la valeur de ce portefeuille de couvertures optionnelles s'apprécie quand les taux courts et longs augmentent de façon homogène et se déprécie inversement.

La ventilation par type de taux de la dette brute, de la dette nette et des prêts aux sociétés affiliées, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

**Instruments financiers par type de taux****Dette brute**

	31 décembre 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	55%	58%	59%	51%	45%	57%
Fixe	45%	42%	41%	49%	55%	43%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Dette nette**

	31 décembre 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	42%	45%	35%	22%	1%	22%
Fixe	58%	55%	65%	78%	99%	78%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Prêts aux sociétés affiliées**

	31 décembre 2008		31 décembre 2007		31 décembre 2006	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	54%	63%	82%	82%	80%	80%
Fixe	46%	37%	18%	18%	20%	20%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

**Dérivés de taux d'intérêt**

Les dérivés détenus en couverture du risque de taux d'intérêt sont présentés ci-après.

En millions d'euros	31 décembre 2008		31 déc. 2007		31 déc. 2006	
	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal	Total valeur de marché	Total nominal
Couverture de juste valeur	233,5	5 266,3	29,5	3 662,1	101,4	6 055,1
Couverture des flux de trésorerie	(362,5)	4 662,5	(27,2)	2 055,7	(0,3)	1 187,0
Dérivés non qualifiés de couverture	(103,6)	9 847,2	34,9	4 991,6	37,9	4 773,2
<b>TOTAL</b>	<b>(232,6)</b>	<b>19 775,9</b>	<b>37,2</b>	<b>10 709,4</b>	<b>139,0</b>	<b>12 015,4</b>

Les valeurs de marché présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Les couvertures de juste valeur correspondent essentiellement à des opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de dettes à taux variables.

Les instruments non qualifiés de couvertures correspondent à des instruments complexes qui ne peuvent, de par leur nature propre, celle de leur adossement, ou parce qu'ils ne répondent pas aux critères d'efficacité définis par IAS 39, être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des emprunts.

Les modalités d'évaluation de la juste valeur des instruments financiers dérivés sont présentées en note 1.4.11 Résumé des méthodes comptables, Instruments financiers.

**15.1.3.3 Impacts spécifiques des couvertures du risque de change et de taux d'intérêt****Couverture de juste valeur**

Au 31 décembre 2008, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat est négligeable.

**Couverture des flux de trésorerie**

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2008	
	Valeur de marché des dérivés par date de maturité	
2009	(63,6)	
2010	(60,5)	
2011	(54,3)	
2012	(32,0)	
2013	3,1	
> 5 ans	(144,2)	
<b>TOTAL</b>	<b>(351,5)</b>	

Au 31 décembre 2008, les pertes et gains enregistrés en capitaux propres sur la période sont de 417,4 millions d'euros.

Le montant recyclé des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat de la période est non significatif.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 29 millions d'euros.

**Couverture d'investissement net**

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures d'investissement net représente une perte de 11,2 millions d'euros.

### 1 5.1.3.4 Analyse de sensibilité : instruments de change et de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur base de la situation de la dette (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change) à la date de clôture.

**Pour le risque de change**, la sensibilité correspond à une variation de cours de change de +/- 10% par rapport au cours de clôture.

#### Impact sur le résultat

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les passifs libellés dans une autre devise que la devise de reporting des sociétés les portant à leur bilan et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'investissements nets. In fine, l'impact d'une variation uniforme de +/- 10% des devises contre Euro générerait un gain ou une perte de 130,2 millions d'euros.

#### Impact sur les capitaux propres

Pour les passifs financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre Euro a un impact en capitaux propres de + 176,1 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couverts.

**Pour le risque de taux d'intérêt**, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de +/- 1% par rapport aux taux d'intérêts en vigueur à la date de clôture.

#### Impact sur le résultat

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt court terme (uniforme pour toutes les devises) sur le nominal de la dette nette à taux variable, et les jambes à taux variable des dérivés, aurait un impact sur la charge nette d'intérêt de 128,5 millions d'euros. Une diminution de 1% des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 130,8 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée à l'impact du portefeuille de caps.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, en compte de résultat, un gain de 342,9 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1% des taux d'intérêts générerait a contrario une perte de 246,2 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée à l'impact du portefeuille de caps.

#### Impact sur les capitaux propres

Une variation uniforme de +/- 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 137,9 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie.

### 15.1.3.5 Risque de marché : instruments de capitaux propres

Au 31 décembre 2008, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 309 millions d'euros (cf. note 14.1.1).

Une baisse de 10% de la valeur des titres cotés aurait un impact d'environ 107 millions d'euros sur les résultats ou capitaux propres du Groupe, selon qu'elle impliquerait une dépréciation ou non La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe

est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un reporting régulier à la direction générale.

Le Groupe a examiné la valeur des différents titres disponibles à la vente, afin de déterminer au cas par cas, en fonction de l'ensemble des informations disponibles et compte tenu du contexte actuel de marché, s'il y avait lieu de comptabiliser des pertes de valeur par résultat. Compte tenu de la situation ayant affecté les marchés et de l'incertitude pesant sur l'horizon de redressement du cours de bourse de l'action Gas Natural, le groupe a constaté une perte de valeur de 513 millions d'Euros sur ces titres.

## 15.2 Risque pays

Le Groupe a estimé dans le courant de l'année 2005 qu'il était opportun de procéder à la couverture de la composante risque pays de la valeur de ses investissements au Brésil. Le risque sous-jacent identifié dans ce cas est que dans le cas d'un soudain élargissement des spreads crédits souverains brésiliens (suite, par exemple, à une crise économique ou politique de premier ordre), la valeur des investissements du Groupe serait impactée à travers un accroissement des facteurs d'actualisation. Afin de bâtir une couverture contre ce risque, le Groupe a procédé à l'achat de protection sous la forme de credit default swaps sur le risque souverain brésilien. Le concept est que le Groupe a consenti au paiement d'une prime limitée, afin de garantir un pay-off important, correspondant à la différence entre la valeur faciale et la valeur de marché d'une obligation de référence de l'État brésilien libellée en dollar (USD), en cas de survenance d'un credit event (défaut, restructuration, accélération...) affectant le Brésil. La taille nominale de cette protection au 31 décembre 2008 est de 100 millions de dollars échéant fin 2012.

Au 31 décembre 2008, la valeur de marché de ces contrats, qui au regard de la norme IAS 39 ne sont pas documentés comme des couvertures, est de 5,0 millions d'euros (y inclus la quote-part de primes restant à payer).

## 15.3 Gestion des risques liés aux instruments financiers sur matières premières

### 15.3.1 Stratégies et objectifs

Afin d'assurer son approvisionnement à court ou à long terme et d'optimiser sa chaîne de production et de vente, le Groupe effectue des transactions sur les marchés du gaz naturel, de l'électricité, de produits pétroliers et du charbon. Le Groupe effectue également des transactions sur le marché européen d'échange des droits d'émissions de CO<sub>2</sub> («European greenhouse gas emissions trading rights market»). Ces transactions exposent le Groupe aux variations de cours des matières premières et peuvent créer de la volatilité dans le compte de résultat, les capitaux propres et les flux de trésorerie d'une période à l'autre. De ce fait, le Groupe a recours à des instruments financiers dérivés sur matières premières au travers de diverses stratégies destinées à éliminer ces risques en tout ou en partie.

L'utilisation de ces instruments est régie par les politiques de couverture et de trading approuvées par les directions générales

des branches concernées. Les services de trading et de gestion de portefeuille gèrent les risques de marché et de crédit conformément aux objectifs et aux limites fixés par les directions.

Dans chacune des branches concernées, un comité de contrôle de risque, indépendant des services de gestion de portefeuille ou de trading, et nommé par la direction générale de la branche au sein de la direction financière du Groupe, surveille et contrôle les risques et les stratégies mises en place afin de réduire l'exposition du Groupe aux variations de cours des matières premières et au risque de crédit. La conformité des positions avec les politiques de couverture est contrôlée régulièrement et celle correspondant aux activités de trading est contrôlée quotidiennement par des services de contrôle de risque indépendants. Ceux-ci sont responsables des calculs de juste valeur et des risques de marché et de crédit. Les services de contrôle de risque établissent des rapports quotidiens sur la performance et l'exposition résultant des activités de couverture et de trading. Un contrôle effectué par la direction financière du Groupe se met en place visant à s'assurer du cadrage et du pilotage des risques de marché.

### 15.3.1.1 Activités de trading

Certaines entités du Groupe réalisent des activités de trading. Dans ce cadre, elles effectuent des transactions au comptant ou à terme de gaz naturel, d'électricité et de divers produits pétroliers, sur des marchés organisés ou de gré à gré. Elles offrent également à leurs clients des services de gestion des risques. Ces transactions sont réalisées en Europe et aux États-Unis par l'intermédiaire d'instruments variés. Parmi ceux-ci figurent :

- (a) des contrats à terme comprenant la livraison finale d'une matière première énergétique ;
- (b) des contrats de swaps prévoyant le paiement à des (ou de la part de) contreparties pour un montant fonction de la différence entre un prix fixe et les cours variables d'une matière première ;
- (c) des options et d'autres accords contractuels.

Le chiffre d'affaires des activités de trading s'est élevé à 205 millions d'euros au 31 décembre 2008 (contre 37 millions d'euros en 2007).

### 15.3.1.2 Opérations de couverture

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux («cash-flow hedges») et depuis la fusion entre Suez et Gaz de France, de couverture de juste valeur («fair value hedges»), telles que définie par IAS 39, en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, qu'ils soient réglés en net ou par livraison physique. Dans le cas des couvertures de flux, l'objectif du Groupe est de se prémunir contre les évolutions défavorables des prix de marché pouvant en particulier affecter les coûts d'approvisionnement ou les marges des contrats de vente liés à des transactions futures, hautement probables. Dans le cas des couvertures de juste valeur, l'objectif du Groupe est de se prémunir contre les évolutions défavorables des prix de marché pouvant affecter la juste valeur des engagements fermes d'approvisionnements ou de ventes.

### 15.3.1.3 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Ces contrats sont (i) utilisés dans le but de gérer de manière globale l'exposition à certains risques de marché, (ii) conclus par le Groupe pour bénéficier de différences de prix de marché à des fins d'optimisation de sa marge, (iii) des contrats considérés comme des options vendues au regard de la norme IAS 39, ou (iv) des contrats pour lesquels le Groupe adopte une pratique de règlement net.

Le Groupe détient également certains contrats d'achat et de vente prévoyant la livraison physique des engagements, documentés comme conclus par le Groupe dans le cadre de son activité normale, mais qui contiennent des clauses répondant à la définition d'un dérivé incorporé au regard de la norme IAS 39. Pour certains contrats, ces clauses ont dû être comptabilisées séparément du contrat hôte, les variations de juste valeur étant enregistrées dans le compte de résultat. Plus spécifiquement, certains dérivés cachés ont été traités séparément pour des contrats hôtes contenant (i) des clauses de prix qui lient le prix du contrat à l'évolution d'un index ou au prix d'une matière première autre que celui ou celle qui est délivré, (ii) des indexations sur devises étrangères qui ne sont pas considérées comme étant étroitement liées au contrat hôte, ou (iii) d'autres clauses.

**15.3.2 Juste valeur des instruments financiers dérivés sur matières premières**

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2008, 2007 et 2006 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2008				31 déc. 2007				31 déc. 2006			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Couverture de flux	1 970,0	1 112,2	(2 615,2)	(1 603,7)	523,8	114,4	(201,7)	(179,7)	426,3	205,9	(366,0)	(228,3)
Couverture de juste valeur	74,0	64,7	(73,0)	(64,7)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	5 902,4	0,0	(5 527,9)	0,0	2 303,1	0,0	(2 285,5)	0,0	2 256,6	0,0	(2 155,4)	0,0
Autres instruments financiers dérivés	1 271,3	585,4	(953,1)	(356,7)	515,6	228,8	(689,4)	(359,0)	590,9	170,9	(828,1)	(337,8)
<b>TOTAL</b>	<b>9 217,7</b>	<b>1 762,3</b>	<b>(9 169,2)</b>	<b>(2 025,2)</b>	<b>3 342,5</b>	<b>343,2</b>	<b>(3 176,6)</b>	<b>(538,7)</b>	<b>3 273,9</b>	<b>376,8</b>	<b>(3 349,5)</b>	<b>(566,1)</b>

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2008				31 déc. 2007				31 déc. 2006			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
<b>Gaz naturel</b>	673,1	79,0	(180,2)	(141,8)	57,5	22,0	(48,0)	(122,0)	98,5	8,3	(145,5)	(140,8)
Swaps	382,3	78,9	(106,6)	(77,3)	56,9	21,9	(47,2)	(121,9)	80,3	8,3	(137,0)	(135,9)
Options	0,0	0,0	(0,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	(0,1)	0,0	0,0	0,0	(4,2)
Forwards/futures	290,8	0,1	(73,1)	(64,4)	0,6	0,1	(0,8)	0,0	18,2	0,0	(8,5)	(0,7)
<b>Électricité</b>	102,1	82,1	(262,8)	(192,3)	21,7	35,2	(39,1)	(16,5)	16,6	20,3	(43,6)	(19,9)
Swaps	15,7	6,2	(158,5)	(120,5)	13,0	10,1	(27,1)	(4,8)	1,8	3,5	(39,6)	(11,9)
Options	0,0	0,0	(1,0)	0,0	0,0	0,0	(0,4)	0,0	1,0	0,0	(0,1)	0,0
Forwards/futures	86,4	75,9	(103,3)	(71,8)	8,7	25,2	(11,6)	(11,7)	13,8	16,8	(3,9)	(8,0)
<b>Charbon</b>	40,5	22,0	(34,6)	(5,9)	79,0	41,0	(0,7)	0,0	14,9	13,4	(3,0)	0,0
Swaps	40,5	22,0	(34,6)	(5,9)	79,0	41,0	(0,7)	0,0	14,9	13,4	(3,0)	0,0
<b>Pétrole</b>	1 144,8	928,7	(2 119,4)	(1 262,9)	289,3	0,0	(0,1)	(34,2)	137,7	106,0	(3,7)	(1,2)
Swaps	1 130,7	875,4	(2 118,9)	(1 262,9)	289,3	0,0	(0,1)	(34,2)	137,7	87,8	(3,7)	(1,2)
Options	14,1	53,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	18,2	0,0	0,0
Forwards/futures	0,0	0,0	(0,5)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Autres</b>	9,5	0,4	(18,2)	(0,8)	76,3	16,1	(113,8)	(6,9)	158,6	57,9	(170,2)	(66,5)
Swaps	0,0	0,0	(2,6)	(0,8)	75,3	0,0	(98,2)	(6,1)	157,7	57,9	(170,2)	(66,5)
Options	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	0,0	0,0	0,0
Forwards/futures	9,5	0,4	(15,6)	0,0	1,0	16,1	(15,6)	(0,8)	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>1 970,0</b>	<b>1 112,2</b>	<b>(2 615,2)</b>	<b>(1 603,7)</b>	<b>523,8</b>	<b>114,4</b>	<b>(201,7)</b>	<b>(179,7)</b>	<b>426,3</b>	<b>205,9</b>	<b>(366,0)</b>	<b>(228,3)</b>

Par type de matières premières, au 31 décembre 2008, la juste valeur des instruments de couverture de juste valeur se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2008			
	Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant
<b>Électricité</b>	68,6	64,7	(68,6)	(64,7)
Forwards/futures	68,6	64,7	(68,6)	(64,7)
<b>Autres</b>	5,3	0,0	(4,4)	0,0
Swaps	5,3	0,0	(4,4)	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>74,0</b>	<b>64,7</b>	<b>(73,0)</b>	<b>(64,7)</b>

Se reporter également aux notes 14.1.3 et 14.2.2

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans les tableaux ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou des passifs éteints à la date de clôture. Ces justes

valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

### Opérations de couverture de flux

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

En GWh	Montants notionnels (nets) (*) au 31 décembre 2008						
	2009	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 2012	Total
Gaz naturel, électricité et charbon	2 515	(150)	4 232	3 831	300		10 728
Produits pétroliers	125 831	41 536	5 181	1 304			173 852
<b>TOTAL</b>	<b>128 346</b>	<b>41 386</b>	<b>9 413</b>	<b>5 135</b>	<b>300</b>		<b>184 580</b>

(\*) Position acheteuse/(position vendeuse).

En milliers de tonnes	Montants notionnels (nets) (*) au 31 décembre 2008						
	2009	2010	2011	2012	2013	Au-delà de 2012	Total
Droits d'émission de gaz à effet de serre	1 525	271	(473)	312			1 635
<b>TOTAL</b>	<b>1 525</b>	<b>271</b>	<b>(473)</b>	<b>312</b>			<b>1 635</b>

(\*) Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2008, une perte de 1 050 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre un gain de 376 millions d'euros en 2007). Un gain de 387 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2008 (contre un gain de 30 millions d'euros en 2007).

Les gains et pertes relatives à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2008, une perte de 2 millions d'euros a été enregistrée (contre une perte de 26 millions d'euros en 2007).

### Opérations de couverture de juste valeur

Conformément aux dispositions de la norme IAS 39, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé et de l'engagement ferme couvert sont comptabilisées simultanément dans le résultat de la période.

Au 31 décembre 2008, une perte de 64 millions d'euros a été enregistrée en résultat au titre de l'instrument financier dérivé et un gain de 65 millions d'euros a été enregistré au titre de l'engagement ferme couvert.

### 15.3.3 Risques financiers liés à l'utilisation des instruments financiers dérivés sur matières premières

#### 15.3.3.1 Risque de marché

Le Groupe met en place des politiques de gestion du risque de marché visant à harmoniser les politiques des deux groupes fusionnés. La politique actuelle du Groupe est donc dans une phase de transition.

#### Branche Énergie Europe et International

Le risque de marché des positions sur matières premières est évalué, mesuré et géré quotidiennement au moyen de la «value at

risk (VaR)», conjointement à d'autres limites de risque de marché. La quantification du risque de marché par la VaR fournit une mesure transversale du risque, tous marchés et produits confondus. Le recours à ces méthodologies nécessite la fixation d'hypothèses clés, notamment la sélection d'un intervalle de confiance et d'un horizon de détention.

La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille d'actifs compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La value at risk ne constitue pas une indication des résultats attendus. Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 95%.

Value at risk <i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	2008 moyenne <sup>(a)</sup>	2007 moyenne <sup>(a)</sup>	2006 moyenne <sup>(a)</sup>	Maximum 2008 <sup>(b)</sup>	Minimum 2008 <sup>(b)</sup>
Activités de trading	4,0	5,0	4,6	5,8	13,0	1,0

(a) Moyenne des VaR quotidiennes.

(b) Maximum et minimum observés en fin de mois en 2008.

La VaR concernant les dérivés de couverture et les autres instruments financiers dérivés sur matières premières est de 30 millions d'euros au 31 décembre 2008 (49 millions d'euros au 31 décembre 2007). Ces instruments sont utilisés afin de gérer et de réduire l'exposition au risque de marché susceptible d'affecter la marge attendue des actifs de production du Groupe.

#### Branche Énergie France («BEF») et Branche Global Gaz & GNL («B3G»)

Le risque de marché des positions sur matières premières est évalué, mesuré et géré au moyen d'analyses de sensibilité, conjointement à d'autres limites de risque de marché. Ces analyses de sensibilité sont calculées sur la base d'un portefeuille figé à une date donnée et peuvent ne pas être représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres de la BEF et de la B3G.

La sensibilité du résultat aux risques de marché provient pour l'essentiel de couvertures économiques qui ne sont pas désignées en couverture en normes IFRS.

Du fait de la faible proportion de contrats dérivés optionnels dans les portefeuilles de la BEF et de la B3G, l'analyse de sensibilité présentée est représentative du risque total.

#### Sensibilité au risque de prix des matières premières

Une variation de + 10,00 dollars américains par baril des prix des produits pétroliers aurait un impact avant impôts de - 64,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur le résultat et + 275,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur les capitaux propres.

Une variation de + 3,00 euros par mégawatt heure des prix du gaz naturel aurait un impact avant impôts de + 42,8 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur le résultat et - 123,2 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur les capitaux propres.

Une hausse de + 5,00 euros par mégawatt heure des prix de l'électricité aurait un impact avant impôts de - 2,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur le résultat et - 23,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur les capitaux propres.

#### Sensibilité au risque de change inclus dans les contrats de matières premières

Une variation de + 10% des cours de change dollar contre euro aurait un impact avant impôts de + 35,0 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur le résultat et - 135,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur les capitaux propres.

Une variation de + 10% des cours de change livre sterling contre euro aurait un impact avant impôts de + 0,2 million d'euros au 31 décembre 2008 sur le résultat et + 2,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 sur les capitaux propres.

L'essentiel de l'exposition en 2008 provient des activités ex-GDF.

#### 15.3.3.2 Risque de liquidité

Se reporter à la note 15.1.2 pour la gestion du risque de liquidité par le Groupe.

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Risque de liquidité <i>En millions d'euros</i>	2009	2010	2011	2012	2013	au-delà de 2013	Total
Instruments financiers dérivés passifs	(8 095,0)	(2 350,0)	(653,0)	(127,0)	(9,0)	(26,0)	(11 260,0)
Instruments financiers dérivés actifs	7 871,0	2 182,0	856,0	144,0	3,0	3,0	11 059,0
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2008	(224,0)	(168,0)	203,0	17,0	(6,0)	(23,0)	(201,0)

### 15.3.3.3 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie à la fois par ses activités opérationnelles, et par ses activités financières. Le risque de contrepartie correspond à la perte que le Groupe aurait à supporter en cas de défaillance de contreparties à leurs obligations contractuelles. Dans le cas des instruments financiers dérivés, ce risque correspond à la juste valeur positive des dérivés en ce compris notamment des créances clients. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque de contrepartie basées, d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs ratings externes et d'éléments objectifs de marché (Credit Default Swaps, capitalisation boursière) et, d'autre part, sur la

définition de limites de risques. En vue de diminuer le risque encouru, le Groupe peut également recourir à des instruments contractuels tels que des accords standardisés de netting ou d'appels de marge avec ses contreparties.

À la suite de la crise financière de septembre 2008, le dispositif de contrôle a été renforcé par un suivi quotidien des limites et un reporting hebdomadaire, au Comité de Direction, des expositions sur les principales contreparties financières du Groupe.

Par ailleurs, le contrôle des risques de contrepartie liés aux activités opérationnelles dans les branches du Groupe a été complété par un dispositif de contrôle de deuxième niveau confié à la Direction Financière. Dans le cadre du Comité Risque de Marché Énergie (CRME), la Direction Financière assure un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties du Groupe.

Risques de contreparties <sup>(a)</sup>	31 déc. 2008		31 déc. 2007	
	Investment Grade <sup>(b)</sup>	Total	Investment Grade <sup>(b)</sup>	Total
<i>En millions d'euros</i>				
Contreparties				
Exposition brute	12 424,0	13 091,0	4 185,0	4 512,5
Exposition nette <sup>(c)</sup>	2 155,0	2 328,0	1 538,2	1 703,7
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	92,6%		90,3%	

(a) Ne comprend pas les positions dont la juste valeur est négative.

(b) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé en utilisant les notations de crédit accessibles au public et en prenant en considération l'existence des actifs gagés, ainsi que de lettres de crédit et de garanties des maisons mères.

(c) Après prise en compte du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

### 15.3.4 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Dans le cadre de leur activité normale, certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de «take-or-pay» par lesquels elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers

concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IAS 39. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des branches Global Gaz & GNL, Énergie France et Énergie Europe et International (exprimés en TWh).

En TWh	31 déc. 2008	Dont part à moins d'un an	Dont part de un à cinq ans	Dont part à plus de cinq ans	31 déc. 2007
Achats fermes de matières premières, combustibles et services	11 759,2	1 040,3	3 115,9	7 603,0	2 443,3
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS DONNÉS</b>	<b>11 759,2</b>	<b>1 040,3</b>	<b>3 115,9</b>	<b>7 603,0</b>	<b>2 443,3</b>
Ventes fermes de gaz, électricité, vapeur, pétrole et services	1 885,4	481,3	508,2	895,9	1 060,4
<b>TOTAL DES ENGAGEMENTS REÇUS</b>	<b>1 885,4</b>	<b>481,3</b>	<b>508,2</b>	<b>895,9</b>	<b>1 060,4</b>

Le Groupe s'est également engagé à acheter ou vendre des prestations de services futures dans le cadre de la réalisation de contrats à long terme.

## NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

### 16.1 Éléments sur capital social

	Capital social			dont Actions en circulation	dont Actions d'autocontrôle	
	Nombre d'actions	Capital social (millions d'euros)	Primes (millions d'euros)	Nombre d'actions	Nombre d'actions	Valeur (millions d'euros)
Au 31 décembre 2006	1 277 444 403	2 554,9	11 534,4	1 272 751 488	4 692 915	132,2
Émission	29 599 119	59,2	767,6	29 599 119		
Achats et ventes d'actions propres				(25 845 657)	25 845 657	1 082,5
<b>Au 31 décembre 2007</b>	<b>1 307 043 522</b>	<b>2 614,1</b>	<b>12 302,0</b>	<b>1 276 504 950</b>	<b>30 538 572</b>	<b>1 214,7</b>
Émission	1 898 431	3,8	44,0	1 898 431		
Acquisition Gaz de France	1 207 660 692	1 207,7	16 878,9			
Conversion en actions GDF SUEZ	325 069 965	(1 633,8)		(325 174 359)	104 394	(193,4)
Au 22 juillet 2008	2 191 532 680	2 192	29 225	953 229 022	30 642 966	1 021,3
Émission	2 111 140	2,1	33,4	2 111 140		
Achats et ventes d'actions propres				(17 680 535)	17 680 535	720,0
Au 31 décembre 2008	2 193 643 820	2 193,9	29 258,3	937 659 627	48 323 501	1 741,3

Les actions émises durant l'exercice 2008 résultent de :

- la fusion - absorption de Suez par Gaz de France, approuvée par l'assemblée générale extraordinaire du 16 juillet 2008, sur la base d'une parité de 21 actions Gaz de France pour 22 actions Suez. Il n'a pas été procédé à l'échange des actions Suez auto détenues par Suez ni des actions Suez détenues par Gaz de France. La réalisation de cette opération a été effective le 22 juillet 2008. À cette date, il a été procédé à une conversion de 1 308 941 953 actions ex-Suez en 1 207 660 692 actions GDF SUEZ ;
- levées d'options de souscription d'actions constituant les émissions de la période.

Chaque détenteur d'action(s) dispose d'un droit de vote par action à chacune des Assemblées Générales du Groupe. Toutefois, un droit de vote double est accordé aux détenteurs d'actions nominatives entièrement libérées détenues depuis plus de deux ans.

S'agissant d'une acquisition inversée de Gaz de France par Suez, les capitaux propres de GDF SUEZ sont la continuation des capitaux propres du Groupe Suez. Cependant, la structure du capital du nouveau groupe doit représenter le nombre d'actions, le capital social et les titres d'autocontrôle de l'acquéreur juridique Gaz de France SA. Par conséquent, afin de réconcilier la structure juridique de capital de ex-Suez avec la structure juridique de capital du nouveau groupe, la différence liée à cette conversion en des actions GDF SUEZ est présentée sur la ligne «conversion en actions GDF SUEZ». Cette convention de présentation est sans incidence sur les capitaux propres.

### 16.2 Titres donnant accès à de nouvelles actions

#### Plans de souscription d'actions

Le Groupe a attribué des options de souscriptions d'actions à ses salariés dans le cadre de plans de souscription d'actions présentés en Note 24.

### 16.3 Actions propres et d'autocontrôle

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale mixte du 16 juillet 2008. Ce programme prévoit le rachat d'au maximum 10% des actions composant le capital à la date de l'Assemblée Générale concernée. Il prévoit également que le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 12 milliards d'euros, que le prix acquitté par action devra être inférieur à 55 euros (les modalités d'intervention sont rappelées dans le rapport de l'Assemblée Générale Mixte, au chapitre des résolutions). En 2008, 19 374 173 actions ont été acquises en 2008 pour un montant total de 732 millions d'euros.

Les actions d'autocontrôle représentent 48 323 501 actions au 31 décembre 2008 (contre 30 538 572 au 31 décembre 2007 et 4 692 915 au 31 décembre 2006), pour une valeur de 1 852,3 millions d'euros (contre 1 214,7 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 132,2 millions d'euros au 31 décembre 2006). Parmi celles-ci, les actions d'autocontrôle détenues par les filiales et portées en diminution des capitaux propres représentent une valeur de 271,9 millions d'euros.

## 16.4 Variation de juste valeur (part du Groupe)

En millions d'euros	31 déc. 2006	Variation	31 déc. 2007	Variation	31 déc. 2008
Actifs financiers disponibles à la vente	1 098,4	353,7	1 452,1	(669,1)	783,0
Couverture d'investissement net	(8,6)	4,2	(4,4)	55,4	51,0
Couverture de flux de trésorerie	(17,0)	(62,0)	(79,0)	(303,0)	(382,0)
Couverture des flux sur matières premières	91,5	342,9	434,4	(1 436,8)	(1 002,4)
Pertes et gains actuariels	(298,6)	381,5	82,9	(571,3)	(488,4)
Impôts différés	13,7	(247,4)	(233,7)	781,5	547,8
Ecart de conversion sur éléments ci-dessus	0,4	14,6	15,0	(54,8)	(39,8)
<b>SOUS-TOTAL</b>	<b>879,9</b>	<b>787,5</b>	<b>1 667,3</b>	<b>(2 198,0)</b>	<b>(530,7)</b>
Ecart de conversion sur autres éléments	242,7	(386,8)	(144,1)	(529,2)	(673,3)
<b>TOTAL</b>	<b>1 122,6</b>	<b>400,7</b>	<b>1 523,2</b>	<b>(2 727,2)</b>	<b>(1 204,0)</b>

## 16.5 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice) (58 499 millions d'euros au 31 décembre 2008) intègrent la réserve légale de la société GDF SUEZ SA pour 219,2 millions d'euros. En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social.

Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation.

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 50 797,9 millions d'euros au 31 décembre 2008 (contre 33 916,4 millions d'euros au 31 décembre 2007 et 28 908,7 millions d'euros au 31 décembre 2006).

Les impôts comptabilisés directement en capitaux propres sont décrits en Note 7.2.

## 16.6 Dividendes

### Dividendes versés par Suez SA

Exercice	Montant réparti en millions d'euros	Dividende net par action en euros
2006 (payé le 7 mai 2007)	1 513,8	1,20
2007 (payé le 14 mai 2008)	1 727,7	1,36

### Dividendes versés par Gaz de France SA

Exercice	Montant réparti en millions d'euros	Dividende net par action en euros
2006 (payé le 30 mai 2007)	1 082,0	1,10
2007 (payé le 27 mai 2008)	1 214,0	1,26

### Dividendes versés par GDF SUEZ

Exercice	Montant réparti en millions d'euros	Dividende net par action en euros
Acompte sur Dividende 2009 (payé le 27 novembre 2008)	1 723,9	0,80

### Dividendes proposés au titre de l'exercice 2008

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2008 de verser un dividende unitaire de 1,4 euro par action soit un montant total de 3 071,1 millions d'euros. Un acompte de 0,8 euros par action sur ce dividende a été versé le 27 novembre 2008 soit 1 723,9 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 4 mai 2009, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2008, les états financiers à fin 2008 étant présentés avant affectation.

### Dividende exceptionnel

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2008 de verser un dividende exceptionnel complémentaire de 0,8 euro net par action soit un montant total de 1 754,9 millions d'euros. Ce dividende exceptionnel n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2008.

## 16.7 Distribution de 65% de SUEZ Environnement Company

Préalablement à la fusion avec Gaz de France, Suez a distribué à ses actionnaires 65% des actions de la société SUEZ Environnement Company. Cette opération a généré une baisse des capitaux propres consolidés part du groupe de 2 289 millions d'euros et une augmentation à due concurrence des intérêts minoritaires.

## 16.8 Gestion du capital

GDF SUEZ cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net (se reporter à la Note 14.3) et ses capitaux propres totaux tels que figurant dans le bilan consolidé. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, de maintenir une bonne notation tout en assurant la flexibilité financière désirée afin de saisir les opportunités de croissance externe créatrices de valeur. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres, émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation Moody's et S&P. A cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les cash-flows opérationnels diminués des charges financières et impôts payés et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net concernent principalement la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de locations simples.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

GDF SUEZ SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum, excepté les exigences légales.

## NOTE 17 PROVISIONS

En millions d'euros	31 décembre 2006	31 décembre 2007	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 décembre 2008
Retraites et autres avantages du personnel	2 797,5	2 346,2	172,5	(405,5)	(33,5)	1 608,7	191,2	(41,9)	313,2	4 150,8
Retraitement et stockage des déchets	3 031,1	3 182,4	103,1	(23,6)	(2,8)	8,8	158,2	0,5	(1,4)	3 425,1
Risques sectoriels	260,4	205,8	55,8	(79,3)	(3,4)	6,7	0,0	0,3	17,9	204,0
Démantèlement des installations <sup>(a)</sup>	1 820,7	2 044,3	8,1	(5,3)	0,0	1 154,0	157,0	(28,1)	162,1	3 492,0
Garantie	65,3	79,1	33,3	(40,3)	(4,5)	2,6	0,0	1,6	7,7	79,4
Litiges, réclamations et risques fiscaux	461,2	336,1	129,5	(129,9)	(10,7)	973,5	0,0	(9,3)	(8,7)	1 280,5
Reconstitution de sites	485,9	525,0	30,8	(54,4)	(2,8)	551,3	30,0	(38,7)	(19,5)	1 021,7
Restructurations	80,8	54,1	33,9	(42,2)	(0,6)	14,3	0,3	(0,8)	(10,8)	48,3
Autres risques	782,9	782,1	199,7	(158,1)	(60,0)	324,6	5,8	(22,4)	19,2	1 091,0
<b>TOTAL PROVISIONS</b>	<b>9 785,8</b>	<b>9 555,1</b>	<b>766,7</b>	<b>(938,7)</b>	<b>(118,2)</b>	<b>4 644,5</b>	<b>542,5</b>	<b>(138,9)</b>	<b>479,6</b>	<b>14 792,7</b>

(a) Dont 1 990,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires.

Les variations de périmètre sont principalement issues de la fusion avec Gaz de France, pour un montant de 4 947 millions d'euros. La juste valeur de ces provisions est présentée en Note 2 «Principales variations de périmètre».

L'effet de désactualisation portant sur les retraites et autres avantages du personnel correspond à la charge d'intérêts sur les obligations de retraite, nette du rendement attendu sur les actifs de couverture.

La colonne «Autres» se compose notamment, pour les retraites et autres avantages du personnel, des écarts actuariels générés en

2008 et comptabilisés en fonds propres. Ces écarts actuariels sont principalement liés cette année à l'impact de la baisse des marchés sur la juste valeur des actifs de couverture.

Le démantèlement des installations contient notamment l'augmentation, sans impact au compte de résultat, des provisions de GDF Production Nederland suite au projet NAM, et de GDF Norge suite à la mise en production du champ Snohvit, ainsi qu'un reclassement de certaines provisions depuis le poste reconstitutions de sites.

Les flux de dotations, reprises et variations liées à la désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(348,5)
Autres produits et charges financiers	542,5
Impôts	58,3
<b>TOTAL</b>	<b>252,3</b>

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

## 17.1 Avantages du personnel

Se reporter à la Note 18.

## 17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations de démantèlement des centrales nucléaires et de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire.

### 17.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-dessus, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 15 janvier 2007 par Synatom au Comité de suivi, entre-temps renommé Commission des provisions nucléaires par la loi du 25 avril 2007. Par rapport au précédent dossier, les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les scénarii de gestion retenus n'ont pas nécessité d'adaptation. Les modifications proposées ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une législation complémentaire devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions complémentaires dans la réglementation qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

### 17.2.2 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la

centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- un taux d'inflation de 2% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 5% (y compris 2% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Le taux d'actualisation nominal de 5%, approuvé par le Comité de suivi dans son avis sur le dossier trisannuel établi en 2007, est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne de taux de référence à long terme (taux des obligations linéaires belges (OLO) à 30 ans, taux 'benchmark' en euros à 30 ans et taux swap interbancaire à 30 ans) ;
- les travaux de démantèlement sont réputés débiter 5 à 8 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, compte tenu d'une durée d'utilité de 40 ans après la mise en service ;
- les décaissements sont étalés sur une durée d'environ 7 ans après la date de début des travaux de démantèlement ;
- la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur une période de 40 ans depuis la date de mise en service industrielle ;
- une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement. Cette provision est déterminée et actualisée annuellement selon la même méthodologie que pour les centrales situées en Belgique.

### 17.2.3 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est celui du retraitement différé du combustible nucléaire irradié. Dans ce contexte, le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario de retraitement : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, entreposage et évacuation des résidus après retraitement.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le scénario de calcul retenu est un scénario de retraitement différé, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond ;
- les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2050. À ce moment, les résidus et la provision requise pour couvrir le coût des opérations d'entreposage et d'évacuation profonde seront transférés à l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies). Sur base du scénario retenu, les derniers résidus seraient enfouis vers 2080 ;
- l'engagement à terme est évalué sur base de coûts internes estimés et de coûts externes ressortant d'offres fermes reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation de 5% (taux réel de 3% et taux d'inflation de 2%) est le même que celui retenu pour la provision pour démantèlement des centrales ;
- le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourraient également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis sur base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquats à ce jour, et approuvés par la Commission des provisions nucléaires.

#### 17.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 50 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 10%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux. À noter que l'évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement de l'actif de démantèlement à due concurrence.

Il convient par ailleurs de préciser que la sensibilité aux taux, telle que présentée ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, est mécanique et doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

### 17.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage, terminaux méthaniers, et les installations d'exploration - production doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Ce passif est déterminé sur base des estimations techniques et budgétaires les plus adéquates. Le montant à décaisser à terme est actualisé en utilisant le même taux d'actualisation que les provisions pour démantèlement de centrales nucléaires soit 5%.

Lors de la comptabilisation initiale, le Groupe constate une provision correspondant à la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service et comptabilise un actif dit de démantèlement en contrepartie de ce passif. Cet actif est présenté dans la rubrique d'immobilisations corporelles concernée et amorti sur la durée d'utilité de l'installation.

Le montant de la provision est ajusté chaque année afin de tenir compte de l'effet de la désactualisation.

### 17.4 Risques sectoriels

Ce poste comprend principalement les provisions couvrant des garanties données dans le cadre de cessions et dont la mise en jeu est devenue probable.

### 17.5 Reconstitution de sites

La Directive Européenne de juin 1998 sur les centres de stockage de déchets a instauré des obligations en termes de fermeture et de suivi long terme de ces centres. Ces obligations imposées au titulaire de l'arrêté d'exploitation (ou à défaut au propriétaire du terrain en cas de défaillance de l'exploitant) fixent des règles et conditions à observer en matière de conception et de dimensionnement des centres de stockage, de collecte et traitement des effluents liquides (lixiviats) et gazeux (biogaz) et instaurent un suivi trentenaire de ces sites.

Ces provisions de deux natures (réaménagement et suivi long terme) sont calculées site par site et sont constituées pendant la durée d'exploitation du site au prorata de la consommation du vide de fouille (rattachement des charges et des produits). Ces coûts qui devront être engagés lors de la fermeture du site ou pendant la période de suivi long terme (30 ans au sein de l'Union Européenne après la fermeture du site) font l'objet d'une actualisation. Un actif est constaté en contrepartie de la provision. Il est amorti au rythme de la consommation du vide de fouille ou du besoin de couverture, c'est-à-dire dans l'exercice.

Le calcul de la provision pour réaménagement (lors de la fermeture du centre de stockage) dépend du type de couverture choisie : semi-perméable, semi-perméable avec drain, ou imperméable. Ce choix a une forte incidence sur le niveau de production future de lixiviat et par conséquent sur les coûts futurs de traitement de ces effluents. Le calcul de cette provision nécessite une évaluation

du coût de réaménagement de la surface restant à couvrir. La provision comptabilisée au bilan en fin de période doit permettre le réaménagement de la partie non encore traitée (différence entre le taux de remplissage et le pourcentage de la surface du site déjà réaménagée). Chaque année, la provision est réévaluée sur la base des travaux réalisés et de ceux à réaliser.

Le calcul de la provision pour suivi long terme dépend d'une part des coûts liés à la production de lixiviat et de biogaz, et d'autre part de la valorisation du biogaz. Cette valorisation du biogaz est une source de revenu et vient en réduction des dépenses de suivi long terme. Les principaux postes de dépenses de suivi long terme sont :

- la construction d'infrastructures (unité de valorisation de biogaz, installation de traitement des lixiviats) et les travaux de démolition des installations utilisées pendant la période d'exploitation ;
- l'entretien et la réparation de la couverture et des infrastructures (collecte des eaux de surface) ;
- le contrôle et le suivi des eaux de surface, des eaux souterraines et des lixiviats ;
- le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- les coûts de traitement des lixiviats ;

- les dépenses liées à la collecte et au traitement du biogaz (mais en tenant compte des revenus générés par sa valorisation).

La provision pour suivi long terme devant figurer au bilan de fin de période est fonction du taux de remplissage du centre de stockage à la clôture de la période, des dépenses totales estimées par année et par poste (sur la base de coûts standards ou spécifiques), de la date prévisionnelle de fermeture du site et du taux d'actualisation utilisé pour chaque site (selon sa durée de vie résiduelle).

D'autre part, une provision est constituée pour la reconstitution des sites d'exploration - production. La valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution est provisionnée en totalité au passif en contrepartie d'une immobilisation corporelle ; les amortissements correspondants sont présentés dans le résultat opérationnel courant et les charges de désactualisation en charges financières.

## 17.6 Provisions pour litiges, réclamations et risques fiscaux

Se reporter à la Note 28.

## 17.7 Autres risques

Ce poste comprend principalement des risques divers liés au personnel, à l'environnement et à divers risques sur affaires.

## NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

### 18.1 Description des principaux régimes de retraite

#### 18.1.1 Sociétés des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France.

##### 18.1.1.1 Description du régime de retraite

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières («CNIÉG»). La CNIÉG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale, du budget et de l'énergie. Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse.

Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, DK6, Cycfos, CPCU, TIRU, GEG, Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et la SHEM.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières et

ses décrets d'application ont réparti les droits spécifiques relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») entre les différentes entreprises des IEG et, pour chaque entreprise, entre d'une part les droits afférents à chacune des prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel («droits spécifiques passés régulés») et d'autre part les droits afférents aux autres activités («droits spécifiques passés non régulés»). Les droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des IEG s'entendent des prestations de ce régime non couvertes par les régimes de droit commun.

Le financement des droits spécifiques passés régulés est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ.

Les droits spécifiques passés non régulés sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005, soit pour GDF SUEZ 3,69% des engagements de retraite «droits spécifiques passés» de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leurs poids respectifs en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

### 18.1.1.2 Principales dispositions de la réforme du régime des IEG en 2008

Conformément au «Document d'orientation relatif à la réforme des régimes spéciaux de retraite» émis par le Ministère du travail, des relations sociales et de la solidarité en date du 10 octobre 2007, le régime spécifique de retraite des industries électriques et gazières a été modifié par décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008. Ce décret permet d'aligner, à l'issue d'une phase transitoire, le régime des IEG sur celui de la Fonction Publique.

Le décret n° 2008-627 du 27 juin 2008 relatif au régime de retraite et d'invalidité du personnel des industries électriques et gazières modifie l'annexe 3 du statut national du personnel des IEG. Il reprend les principes fondamentaux de la réforme des retraites inscrits dans le décret n° 2008-69 du 22 janvier 2008 et pose les bases des nouvelles règles qui régissent le régime spécial de retraite des IEG depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008.

Ce décret est complété par le décret n° 2008- 653 du 2 juillet 2008 qui met à jour diverses dispositions du statut des IEG.

Les modifications apportées entrent en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2008 et concernent essentiellement :

- l'allongement de la durée de cotisation ;
- la mise en place d'un mécanisme de décote et de surcote ;
- les modalités de revalorisation des pensions.

Pendant la phase transitoire, la durée de cotisation nécessaire pour bénéficier d'une retraite à taux plein jusqu'alors fixée à 150 trimestres augmente progressivement pour atteindre 160 trimestres le 1<sup>er</sup> décembre 2012. Ensuite, elle évoluera comme celle du régime de la Fonction Publique.

Pour les personnes qui ne justifient pas de la durée d'assurance requise, un système de décote est progressivement introduit.

La décote consiste en l'application d'une pénalité financière pour les salariés qui n'ont pas atteint la durée d'assurance nécessaire à l'obtention d'une pension à taux plein. À l'inverse, la surcote correspond à une majoration de pension applicable aux salariés qui prolongent leur activité au-delà de 60 ans et de 160 trimestres de durée d'assurance, sous certaines conditions.

La revalorisation des pensions et des rentes d'invalidité sera calculée, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009, sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

Dans le cadre de la refonte du régime de retraite et selon les principes posés par le Document d'Orientation, un premier accord a parallèlement été signé le 29 janvier 2008 pour la branche des IEG. Il prévoit notamment une revalorisation du salaire national de base sur 2008 applicable aux actifs et aux retraités, un aménagement de la grille de rémunération et la modification des indemnités de fin de carrière.

Les nouvelles évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» en date du 1<sup>er</sup> janvier 2008 pour les entreprises de la branche IEG ont été effectuées par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières en retenant l'hypothèse que les agents reportent leur date de départ à la retraite afin de conserver un niveau identique d'avantages et éviter tout risque de décote. Dans le futur, le comportement réel des agents

pourrait différer des hypothèses, ce qui pourrait avoir un impact sur les états financiers.

### 18.1.2 Sociétés appartenant au secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Distrigaz, Fluxys, Laborelec et partiellement SUEZ-TRACTEBEL SA.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1<sup>er</sup> juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1<sup>er</sup> mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite permettant d'atteindre 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital.

La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances.

Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle. Elle a pour but de vérifier que les obligations légales en matière de financement minimum sont remplies et que le financement à long terme des prestations est assuré.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1<sup>er</sup> juin 2002 et le personnel cadre engagé à partir du 1<sup>er</sup> mai 1999 bénéficient de régimes à cotisations définies. Notons toutefois que, pour les cotisations versées depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2004, la loi impose un rendement annuel moyen sur la carrière de 3,25% minimum, le déficit éventuel étant à la charge de l'employeur. Il en résulte que, pour la partie des engagements correspondant aux cotisations versées depuis cette date, le régime doit être considéré comme un plan à prestations définies. Cependant, le régime reste comptabilisé par le groupe comme un régime à cotisations définies, en l'absence notamment de passif net matériel identifié. Compte tenu de la crise des marchés financiers, une comparaison entre le rendement réalisé et le taux minimum garanti a été effectuée, et le sous-financement constaté n'est pas significatif au 31 décembre 2008.

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent également d'autres avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. Ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements, à l'exception de l'allocation transitoire (égale à 3 mois de pension légale), considérée comme une prime de fin de carrière, qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe. Depuis 2007, le régime des médailles a également fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

La détermination des engagements tient compte, dans le contexte réglementaire et conventionnel actuel, des modalités de prise en charge de ces engagements par la Distribution publique en Belgique. Dans le cadre de la séparation des activités de production et de

distribution, la répartition des engagements a été examinée, les conséquences ont été prises en compte au 31 décembre 2006.

En 2007, de nouveaux plans de pension du type prestations définies, avec formule «step rate<sup>(1)</sup>» ont été proposés aux cadres engagés avant le 1<sup>er</sup> mai 1999 ainsi qu'aux barémisés ancien statut (engagés avant le 1<sup>er</sup> juin 2002).

Au total, il en a résulté un engagement supplémentaire de 51 millions d'euros, dont 12 millions d'euros sont couverts par un droit à remboursement des intercommunales (cf. infra).

Par ailleurs, l'opération relative au personnel affilié au régime B (par frais généraux, c'est-à-dire par versement d'une rente) ayant débuté fin 2007, s'est largement poursuivie en 2008 :

Il a été proposé au personnel retraité de convertir le versement échelonné de leur rente en paiement unique d'un capital. Il en a résulté une liquidation de régime de 81 millions d'euros en 2008 (hors coût du capital versé aux retraités pour 63 millions d'euros).

Il a été proposé au personnel actif de s'affilier au plan de pension Elgabel (nouvelle formule «step rate» avec capitalisation). Il en a résulté un impact positif de 15 millions d'euros.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 24% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2008.

## 18.2 Autres engagements postérieurs à l'emploi et engagements long terme

### 18.2.1 Les autres avantages consentis au personnel des IEG (aux actifs et aux inactifs) sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- l'avantage en nature énergie ;
- les indemnités de fin de carrière ;
- les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- les indemnités de secours immédiat ;
- les indemnités compensatrices de fin d'études.

Avantages à long terme :

- les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- les médailles du travail.

#### 18.2.1.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantages en nature énergie intitulé «Tarif Agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Pour la phase de retraite, il constitue un avantage postérieur à l'emploi à prestations définies qui est à

constater au fur et à mesure des services rendus par le personnel. La population inactive bénéficiaire du tarif agent est la population ayant au moins 15 ans de services dans les IEG.

Compte tenu des accords signés avec EDF en 1951, Gaz de France fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de Gaz de France et d'EDF alors que dans le même temps EDF fournit à la même population de l'électricité, et Gaz de France prend à sa charge (ou bénéficie de) la soule imputable aux agents de Gaz de France résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

Les méthodes de valorisation ont été harmonisées au sein du nouveau Groupe qui évalue l'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

#### 18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Suite à la modification du régime des IEG intervenue le 1<sup>er</sup> juillet 2008, les agents perçoivent dorénavant, lors de leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

#### 18.2.1.3 Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

### 18.2.2 Autres sociétés

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de retraite et de préretraite, indemnités de fin de carrière, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

Les principaux régimes d'avantages postérieurs à l'emploi et autres régimes long terme dans les filiales françaises et étrangères du Groupe sont les suivants :

- en France, des indemnités de départ en retraite sont versées aux salariés, dont le montant, fixé par la convention collective applicable, est défini par un nombre de mois de salaire qui dépend de l'ancienneté acquise lors du départ. Certaines filiales françaises proposent en outre des régimes de retraite complémentaire à prestations définies, garantissant un niveau de rente lors du départ en retraite ;
- en Allemagne, les différentes filiales ont mis en place tout ou partie des régimes suivants : régimes de retraite à prestations

## AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

définies, régimes de préretraites, gratifications pour ancienneté, avantages en nature et promesses individuelles de retraite ;

- en Italie, les salariés ont droit au TFR (Trattamento di Fine Rapporto), lorsque leur contrat de travail prend fin, notamment en cas de départ à la retraite ;
- aux États-Unis et en Angleterre notamment, les rentes versées lors du départ en retraite sont généralement définies par un pourcentage du salaire en fin de carrière.

Les régimes de retraite à prestations définies peuvent être partiellement ou intégralement préfinancés par des contributions de l'employeur versées dans un fonds de pension (Grande Bretagne, États-Unis) ou un fonds géré par une compagnie d'assurance (France). Ces fonds sont alimentés par des cotisations versées par l'entreprise et, dans certains cas, par les salariés.

En dehors des États-Unis, les autres régimes d'avantages postérieurs à l'emploi ainsi que les autres avantages long terme ne font généralement l'objet d'aucun préfinancement.

### 18.2.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs, qui couvrent les avantages de retraite, de décès et d'invalidité qui sont légalement versés sous forme de rente. C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel.

Un régime multi-employeurs peut être classé en régime à cotisations définies ou en régime à prestations définies en fonction de ses termes (et de toute obligation implicite allant au-delà des termes formels du régime). En l'absence de réglementation sur le mode de détermination de la quote-part d'engagement de chaque employeur participant à ces régimes, et en l'absence d'accord contractuel entre le régime et ses participants sur le financement du déficit (ou

la distribution des excédents), le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies, conformément à la norme IAS 19.

Cette problématique concerne principalement les filiales de la Branche Énergie Services établies aux Pays-Bas (principalement GTI Nederland et Axima Services B.V.), ainsi qu'Electrabel Nederland et Sita Nederland, qui sont affiliées à trois plans multi-employeurs : Pensioenfonds Metaal en Techniek (PMT), Stichting Bedrijfstakpensioenfond voor het beroepsvervoer over de weg (BPF Vervoer) et Algemeen Burgerlijk Pensioenfonds (ABP).

La crise financière a détérioré le niveau de financement de la majorité des fonds de pension multi-employeur néerlandais, qui sont tous trois dans l'obligation de redresser leur taux de financement. C'est ainsi que les fonds ABP et PMT, qui présentaient un niveau de surfinancement de 140% à fin 2007, annoncent en novembre 2008 un taux de financement de 103.9% pour ABP et 86% pour PMT.

Le régulateur, De Nederlandse Bank, exige un niveau de financement des fonds de pension de 125%, ou à défaut, un plan de financement sur une période de 15 ans. Si le niveau de financement passe sous les 105%, un plan de refinancement jusqu'à ce taux doit être prévu sur une période de 3 ans.

C'est pourquoi aucun des trois fonds n'accordera d'indexation des rentes de retraite en cours, à l'instar de la majorité des fonds néerlandais. De plus, les montants de cotisations pour 2009 sont annoncés en hausse ; 2,04% d'augmentation pour ABP, 6% à 8,33% d'augmentation pour PMT et 0,5% d'augmentation sur les contributions patronales uniquement pour BPF Vervoer. Enfin, le montant de la franchise appliquée au salaire et déterminant ainsi la part du salaire pris en compte par la couverture retraite est augmenté de 2,5% par ABP, 3,5% par PMT, et 2% par BPF Vervoer, ce qui aura pour effet de diminuer les engagements futurs. Notons enfin qu'à ce jour il n'est pas prévu que les employeurs soient amenés à verser une prime unique de rattrapage.

## 18.3 Plans à prestations définies

### 18.3.1 Évolution des engagements

Les montants des engagements du Groupe GDF SUEZ sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2008			31 déc. 2007			31 déc. 2006			
	Retraites <sup>(a)</sup>	Autres engagements <sup>(b)</sup>	Total	Retraites <sup>(a)</sup>	Autres engagements <sup>(b)</sup>	Total	Retraites <sup>(a)</sup>	Autres engagements <sup>(b)</sup>	Total	
<b>A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE</b>										
Dette actuarielle début de période	(4 065,8)	(713,1)	(4 778,9)	(4 412,9)	(804,2)	(5 217,1)	(5 446,4)	(1 060,7)	(6 507,1)	
Coût normal	(152,5)	(38,3)	(190,9)	(113,3)	(41,5)	(154,8)	(115,9)	(26,6)	(142,5)	
Intérêt sur la dette actuarielle	(262,7)	(72,6)	(335,4)	(208,8)	(32,7)	(241,5)	(200,3)	(32,2)	(232,5)	
Cotisations versées	(7,8)		(7,8)	(7,8)		(7,8)	(8,6)		(8,6)	
Modification de régime	7,1	6,0	13,1	(55,7)		(55,7)	1,4	(1,5)	(0,1)	
Acquisitions/Cessions de filiales	(1 698,1)	(1 420,3)	(3 118,4)	8,7	(0,6)	8,1	918,6	250,7	1 169,3	
Réductions/Cessations de régimes <sup>(*)</sup>	105,0	0,3	105,4	154,9	4,1	159,0	129,4	1,5	130,9	
Événements exceptionnels	4,3	(2,0)	2,4	(6,0)	(2,5)	(8,5)	(8,8)	(1,6)	(10,4)	
Pertes et gains actuariels	(24,1)	(24,5)	(48,6)	273,0	115,1	388,1	21,8	1,3	23,1	
Prestations payées	337,7	82,5	420,2	297,1	39,9	337,0	306,1	48,1	354,2	
Autres (écarts de conversion)	122,8	(5,2)	117,6	5,0	9,1	14,1	(10,1)	16,8	6,7	
<b>Dette actuarielle fin de période</b>	<b>A</b>	<b>(5 634,0)</b>	<b>(2 187,0)</b>	<b>(7 821,0)</b>	<b>(4 065,8)</b>	<b>(713,1)</b>	<b>(4 778,9)</b>	<b>(4 412,9)</b>	<b>(804,2)</b>	<b>(5 217,0)</b>
<b>B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE</b>										
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	2 452,0	46,9	2 499,0	2 406,4	46,9	2 453,3	2 561,0	47,8	2 608,8	
Rendement attendu des actifs de couverture	199,4	3,1	202,5	132,7	3,3	136,0	126,9	3,2	130,0	
Pertes et gains actuariels	(528,0)	(11,5)	(539,5)	49,8	1,5	51,3	31,0	0,4	31,4	
Cotisations perçues	275,8	40,3	316,0	238,9	39,1	278,0	282,6	47,5	330,1	
Acquisitions/Cessions de filiales	1 856,5		1 856,5	(2,3)		(2,3)	(259,6)		(259,6)	
Cessations de régimes	(9,3)		(9,3)	(63,5)		(63,5)	(16,6)		(16,6)	
Prestations payées	(330,1)	(40,3)	(370,4)	(297,1)	(39,9)	(337,0)	(306,1)	(48,1)	(354,2)	
Autres (écarts de conversion)	(84,8)	1,5	(83,3)	(12,9)	(4,0)	(16,9)	(12,7)	(3,9)	(16,6)	
<b>Juste valeur des actifs de couverture en fin de période</b>	<b>B</b>	<b>3 831,3</b>	<b>40,0</b>	<b>3 871,3</b>	<b>2 452,0</b>	<b>46,9</b>	<b>2 498,9</b>	<b>2 406,4</b>	<b>46,9</b>	<b>2 453,2</b>
<b>C - COUVERTURE FINANCIÈRE</b>	<b>A+B</b>	<b>(1 802,7)</b>	<b>(2 147,0)</b>	<b>(3 949,7)</b>	<b>(1 613,8)</b>	<b>(666,2)</b>	<b>(2 280,0)</b>	<b>(2 006,5)</b>	<b>(757,3)</b>	<b>(2 763,8)</b>
Coûts des services passés non constatés	12,3	(14,2)	(1,9)	(1,2)	(15,3)	(16,5)	5,6	(17,4)	(11,7)	
Plafonnement d'actifs <sup>(**)</sup>	(10,0)	(0,7)	(10,7)	(1,9)		(1,9)	(0,3)		(0,3)	
<b>ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES</b>	<b>A+B</b>	<b>(1 800,5)</b>	<b>(2 162,0)</b>	<b>(3 962,3)</b>	<b>(1 616,9)</b>	<b>(681,5)</b>	<b>(2 298,4)</b>	<b>(2 000,9)</b>	<b>(774,8)</b>	<b>(2 775,7)</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>		<b>(1 987,3)</b>	<b>(2 163,5)</b>	<b>(4 150,8)</b>	<b>(1 662,1)</b>	<b>(684,1)</b>	<b>(2 346,2)</b>	<b>(2 019,6)</b>	<b>(777,4)</b>	<b>(2 797,0)</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>186,9</b>	<b>1,6</b>	<b>188,5</b>	<b>45,2</b>	<b>2,6</b>	<b>47,8</b>	<b>18,7</b>	<b>2,6</b>	<b>21,3</b>

(\*) En 2008, 82 millions d'euros de réductions de régimes et 23 millions d'euros de cessations.

(\*\*) Y compris compléments de provision résultant de l'application d'IFRIC 14.

(a) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(b) Médailles du travail, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

## AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

Les variations de périmètre comptabilisées en 2008 comprennent essentiellement les engagements nets des sociétés du Groupe Gaz de France, entrées au 1<sup>er</sup> juillet 2008, pour un montant total de 1 355 millions d'euros.

L'application d'IFRIC 14 conduit à comptabiliser une provision complémentaire de 10,7 millions d'euros au 31 décembre 2008. La perte est comptabilisée en capitaux propres dans l'état des charges et produits comptabilisés ou «SORIE».

Le Groupe considère que le calcul des indemnités légales de licenciement résultant de l'article 11 de l'Accord National Interprofessionnel (ANI) signé en janvier 2008 ne s'applique pas aux indemnités en cas de départ volontaire à la retraite à l'initiative des salariés. Ce point a finalement été confirmé par une interprétation de l'ANI signée le 15 décembre 2008. On notera que l'application de ces dispositions aurait été sans effet sur le résultat et sur les engagements de retraite du groupe.

### 18.3.2 Évolution des droits à remboursement

Le montant des engagements du Groupe GDF SUEZ présenté ci-dessus est dénetté des droits à remboursement constitués d'une part, par les obligations des intercommunales et d'autre part, par

la part des actifs de couverture détenue par Contassur suite à sa qualification en tant que partie liée<sup>(1)</sup>. Les droits à remboursement décrits ci-dessous sont repris au bilan dans la rubrique «Autres actifs».

#### 18.3.2.1 Droit à remboursement d'Electrabel

Les obligations relatives au personnel de distribution d'Electrabel sont couvertes par un droit à remboursement sur les intercommunales. Les intercommunales wallonnes n'ont pas de personnel propre et Electrabel met à disposition ses services, sa compétence et son expérience en matière de distribution en vue d'assurer l'exploitation journalière des réseaux. L'ensemble des coûts de personnel (y compris les dépenses liées à la retraite des agents) affectés à ces activités est facturé par Electrabel aux intercommunales sur la base des charges effectivement payées.

Compte tenu du droit à remboursement d'Electrabel sur les intercommunales, l'obligation de pension détenue au titre du personnel de distribution (soit 296 millions d'euros au 31 décembre 2008) leur est refacturée. Cette obligation est présentée dénettée de la créance reconnue pour le même montant.

En raison du transfert de personnel de distribution à Eandis et BNO, le montant de ce poste a considérablement baissé en 2006.

En 2008, la juste valeur du droit à remboursement d'Electrabel évolue comme suit :

En millions d'euros	2008	2007	2006
<b>Juste valeur en début d'exercice</b>	<b>310</b>	<b>377</b>	<b>1 353</b>
Variation de périmètre			(915)
Pertes et gains actuariels	40	(27)	15
Produit net de la période	(14)	24	(23)
Cotisations payées	(40)	(64)	(53)
<b>JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE</b>	<b>296</b>	<b>310</b>	<b>377</b>

#### 18.3.2.2 Droit à remboursement relatif à Contassur

En ce qui concerne Contassur, les modifications apportées à la norme IAS 19 en 2000 concernant la notion de partie liée ont conduit le Groupe à dénetter les engagements des actifs de couverture détenus par Contassur et à considérer ces derniers comme un droit

à remboursement constitué à l'actif du bilan. Cette opération est sans impact sur le compte de résultat.

En 2008, la juste valeur des droits à remboursement relatifs à Contassur évolue comme suit :

La diminution constatée en 2006 est également à imputer à la sortie du personnel d'Eandis et de BNO.

(1) Bien que Contassur soit soumise aux mêmes obligations de gestion et de contrôle que n'importe quelle compagnie d'assurances-vie, il a été considéré, en vertu d'éléments de fait tels que la structure de sa clientèle et la composition de ses organes d'administration, que le Groupe GDF SUEZ était en mesure d'exercer une influence sur sa gestion.

<i>En millions d'euros</i>	2008	2007	2006
<b>Juste valeur en début d'exercice</b>	<b>179,3</b>	<b>187,2</b>	<b>308,0</b>
Rendement attendu des placements	8,6	10,8	12,8
Pertes et gains actuariels	(33,7)	4,7	0,7
Rendement réel	(25,0)	15,5	13,5
Cotisations employeurs	12,2	8,4	12,3
Cotisations employés	2,7	2,5	2,6
Acquisitions/Cessions hors business combination	(6,6)	(6,1)	(50,5)
Réductions		(12,5)	(82,1)
Prestations payées	(15,4)	(15,7)	(16,6)
<b>JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE</b>	<b>147,2</b>	<b>179,3</b>	<b>187,2</b>

### 18.3.3 Solde des écarts actuariels comptabilisés en capitaux propres

Les écarts actuariels comptabilisés en capitaux propres s'élevaient à 600 millions d'euros au 31 décembre 2008, contre - 85,9 millions d'euros en 2007.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<b>Solde d'ouverture</b>	<b>(85,9)</b>	<b>310,6</b>	<b>365,0</b>
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'année	685,9	(396,5)	(54,4)
<b>Solde de clôture</b>	<b>600,0</b>	<b>(85,9)</b>	<b>310,6</b>

Les écarts actuariels sont présentés ici y compris écarts de conversion, ces derniers étant présentés de manière séparée dans l'état des charges et produits comptabilisés (SORIE).

### 18.3.4 Rapprochement des provisions au bilan

Le tableau ci-dessous établit le rapprochement entre les passifs calculés et la provision au bilan :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Provision au titre des retraites	1 987,3	1 662,1	2 020,6
Provision au titre des autres avantages postérieurs à l'emploi et avantages à long terme	2 163,5	684,1	776,9
<b>MONTANT DE LA PROVISION</b>	<b>4 150,8</b>	<b>2 346,2</b>	<b>2 797,5</b>

## AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

Les variations des provisions pour retraites et engagements assimilés et des actifs constatés au bilan sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Passif</b>	<b>Actif</b>
<b>Solde comptabilisé au 31 décembre 2006</b>	<b>(2 797,0)</b>	<b>21,3</b>
Différence de change	(2,0)	(0,4)
Effet de périmètre et Divers	8,9	(9,0)
Pertes et gains actuariels	348,4	35,0
Charge de l'exercice	(165,3)	(8,7)
Cotisations	260,7	9,5
<b>Solde comptabilisé au 31 décembre 2007</b>	<b>(2 346,3)</b>	<b>47,7</b>
Différence de change	34,3	
Effet de périmètre et Divers	(1 610,6)	348,7
Pertes et gains actuariels	(383,5)	(204,6)
Charge de l'exercice	(234,6)	23,3
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14	14,1	(2,4)
Cotisations/Prestations	375,7	(24,2)
<b>Solde comptabilisé au 31 décembre 2008</b>	<b>(4 150,8)</b>	<b>188,5</b>

### 18.3.5 Composante de la charge de la période

La charge constatée au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décompose comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Exercice 2008</b>	<b>Exercice 2007</b>	<b>Exercice 2006</b>
<b>Coûts des services rendus de la période</b>	<b>190,8</b>	<b>154,7</b>	<b>142,5</b>
Intérêts sur actualisation	335,3	241,4	232,5
Rendement attendu des actifs de couverture	(202,5)	(136,0)	(130,0)
Profits ou pertes actuariels	2,2	(55,9)	3,9
Coûts des services passés	(31,2)	59,3	1,0
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(91,7)	(99,9)	(114,3)
Événements exceptionnels	8,4	10,3	10,4
Plafonnement d'actifs		0,0	(0,3)
<b>TOTAL</b>	<b>211,3</b>	<b>174,0</b>	<b>145,6</b>
Dont comptabilisés en ROC	78,5	68,6	43,2
Dont comptabilisés en résultat financier	132,8	105,4	102,5

### 18.3.6 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, au moins égal aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les allocations de couverture et comportements d'investissement sont déterminés par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissement dans le cadre de contrats en unités de compte et, le cas échéant

lorsqu'il s'agit de contrats en euros, garantit un taux de rendement sur les actifs. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations

gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

La seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum dans le cas des fonds en euros.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Dettes actuarielle</b>	<b>Juste valeur des actifs de couverture</b>	<b>Coûts des services passés non constatés</b>	<b>Plafonnement d'actifs (*)</b>	<b>Total engagement net</b>
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(4 686,8)	2 251,0	(12,6)	(8,5)	(2 456,9)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 426,3)	1 620,3	(1,5)	(2,2)	190,4
Plans non fondés	(1 708,0)		12,2		(1 695,8)
<b>TOTAL 31 DÉCEMBRE 2008</b>	<b>(7 821,0)</b>	<b>3 871,3</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(10,7)</b>	<b>(3 962,3)</b>
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(3 319,5)	1 890,5	(12,0)		(1 441,0)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(561,8)	608,4	(2,0)	(1,9)	42,7
Plans non fondés	(897,7)		(2,4)		(900,1)
<b>TOTAL 31 DÉCEMBRE 2007</b>	<b>(4 778,9)</b>	<b>2 498,9</b>	<b>(16,4)</b>	<b>(1,9)</b>	<b>(2 298,4)</b>
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(3 729,6)	2 119,6	(5,8)		(1 615,8)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(322,7)	333,6	0,0	(0,2)	10,8
Plans non fondés	(1 164,7)	0,0	(5,9)		(1 170,6)
<b>TOTAL 31 DÉCEMBRE 2006</b>	<b>(5 217,0)</b>	<b>2 453,2</b>	<b>(11,7)</b>	<b>(0,2)</b>	<b>(2 775,7)</b>

(\*) Et provision complémentaire IFRIC 14.

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Placements actions	26%	32%	33%
Placements obligations	47%	47%	45%
Immobilier	3%	6%	7%
Autres (y compris monétaires)	24%	15%	15%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

### 18.3.7 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés sont présentés comme suit :

	<b>Retraites</b>			<b>Autres engagements</b>			<b>Total des engagements</b>		
	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>	<b>2008</b>	<b>2007</b>	<b>2006</b>
Taux d'actualisation des engagements	5,2%	5,6%	4,8%	5,2%	5,1%	4,2%	5,2%	5,5%	4,7%
Taux d'augmentation des salaires	3,5%	3,6%	3,7%	3,5%	3,4%	3,5%	3,5%	3,6%	3,7%
Rendements attendus des actifs de couverture	6,9%	6,1%	5,6%	6,4%	6,9%	6,5%	6,8%	6,1%	5,6%
Durée résiduelle de service	13 ans	12 ans	12 ans	13 ans	14 ans	13 ans	13 ans	12 ans	12 ans

**18.3.7.1 Taux d'actualisation**

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à l'échéance probable du régime.

Les taux utilisés pour les zones EUR, USD et GBP correspondent à des taux 10, 15, 20 ans sur des composites AA dont la source est Bloomberg. Pour la Suisse, la référence est le taux des obligations d'État de maturité égale à la durée des régimes.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 8,8%.

**18.3.7.2 Taux de rendement attendu des actifs**

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

À chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'état, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.

Le taux de rendement attendu sur les droits à remboursements est de 5%.

Compte tenu de la crise des marchés financiers, les actifs de couverture des entités belges du Groupe ont été estimés en retenant une hypothèse de rendement sur 2008 de 5% en assurance de groupe et de - 20% en fonds de pension. Cette hypothèse s'est avérée conforme à l'état des rendements calculé en fin d'exercice.

Le rendement des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à - 10% pour 2008.

**18.3.7.3 Autres hypothèses**

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3,2%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	<b>Augmentation d'un point</b>	<b>Diminution d'un point</b>
Effet sur les charges	4,4	(3,6)
Effet sur les engagements de retraite	45,4	(37,9)

**18.3.8 Ajustements d'expérience**

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>		<b>31 déc. 2007</b>	
	<b>Retraites</b>	<b>Autres engagements</b>	<b>Retraites</b>	<b>Autres engagements</b>
Dette actuarielle fin de période	(5 634,0)	(2 187,0)	(4 065,8)	(713,1)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	3 831,3	40,0	2 452,0	46,9
Surplus/déficit	(1 802,7)	(2 147,0)	(1 613,8)	(666,2)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	(95,0)	12,0	(11,9)	(61,7)
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	528,0	11,5	(9,0)	1,2

### 18.3.9 Répartition géographique des engagements

En 2008, la répartition géographique des principaux engagements et des hypothèses actuarielles (y compris inflation) est la suivante :

En millions d'euros	Zone Euro		Grande-Bretagne		USA		Reste du monde	
	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Engagements nets	(1 464)	(2 028)	(20)	(0)	(73)	(67)	(244)	(66)
Taux d'actualisation des engagements	5,2%	5,2%	6,4%	-	6,4%	6,2%	7,8%	5,0%
Taux d'augmentation des salaires	3,4%	3,4%	3,9%	-	3,5%	3,5%	4,3%	4,6%
Rendements attendus des actifs de couverture	6,9%	6,4%	7,2%	-	8,5%	8,5%	5,7%	5,4%
Durée résiduelle de service (années)	13	13	13	-	13	13	9	14

### 18.3.10 Versements attendus en 2009

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2009, des cotisations récurrentes de l'ordre de 152 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 57 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

Compte tenu de la crise financière, le Groupe s'attend à une légère hausse des cotisations en 2009. Par ailleurs, une prime unique

d'environ 30 millions d'euros devrait être versée en 2009 au régime Elgabel.

### 18.4 Plans à cotisations définies

Courant 2008, le Groupe a comptabilisé une charge de 113 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (99 millions d'euros en 2007).

Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

## NOTE 19 ACTIVITÉ EXPLORATION - PRODUCTION

### 19.1 Actifs Exploration - Production

Les actifs immobilisés au titre de l'activité Exploration - Production sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Licence	Installations techniques	Total immobilisations exploration production
<b>A. VALEUR BRUTE</b>			
Valeur au 31 décembre 2007	0	0	0
Variations de périmètre	171,8	5 516,1	5 687,9
Acquisitions	186,3	1 293,8	1 480,1
Cessions		(63,2)	(63,2)
Écarts de conversion	(15,4)	(501,8)	(517,2)
Autres	61,1	(71,2)	(10,1)
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>403,8</b>	<b>6 173,7</b>	<b>6 577,5</b>
<b>B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS</b>			
Valeur au 31 décembre 2007	0	0	0
Variations de périmètre	0	0	0
Amortissements et pertes de valeur	42,5	372,2	414,7
Cessions		(14,5)	(14,5)
Écarts de conversion	(5,6)	(164,6)	(170,2)
Autres		0,0	0,0
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>36,9</b>	<b>193,0</b>	<b>230,0</b>
<b>C. VALEUR COMPTABLE NETTE</b>			
<b>Au 31 décembre 2008</b>	<b>366,9</b>	<b>5 980,7</b>	<b>6 347,5</b>

Les variations de périmètre de la période sont principalement dues à l'entrée de Gaz de France et de ses filiales, tandis que les acquisitions de l'exercice comprennent principalement les champs de pétrole et de gaz situés en mer du Nord néerlandaise pour 768 millions d'euros.

### 19.2 Coûts d'exploration immobilisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration immobilisés :

Valeur au 31 décembre 2007	0
Variation de périmètre	206
Coûts immobilisés dans l'attente de détermination de réserves prouvées	163
Montants précédemment immobilisés et passés en charges de l'exercice	(53)
Montants transférés en immobilisations de développement	(41)
Autres	0
<b>Valeur au 31 décembre 2008</b>	<b>275</b>

## NOTE 20 CONTRATS DE LOCATION - FINANCEMENT

### 20.1 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée dans les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent principalement les usines d'incinération de Novergie, la centrale électrique de Choctaw aux États-Unis et des centrales de cogénération d'Elyo.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

En millions d'euros	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2008		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2007		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2006	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 <sup>re</sup> année	240,3	227,0	156,6	151,1	153,5	148,9
Au cours de la 2 <sup>e</sup> année et jusqu'à la 5 <sup>e</sup> y compris	803,5	706,6	483,0	421,4	516,8	462,0
Au-delà de la 5 <sup>e</sup> année	913,6	485,8	924,8	501,2	1 064,3	606,2
<b>TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX</b>	<b>1 957,3</b>	<b>1 419,4</b>	<b>1 564,4</b>	<b>1 073,7</b>	<b>1 734,7</b>	<b>1 217,1</b>

Une réconciliation entre les échéances des dettes de location-financement, comme indiqué dans la note 14.2.1, et les échéances des paiements minimaux non actualisés se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	Total	1 <sup>re</sup> année	2 <sup>e</sup> à 5 <sup>e</sup> année	Au-delà de la 5 <sup>e</sup> année
Dettes de location-financement	1 532,4	185,0	561,7	785,7
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	425,0	55,3	241,8	127,9
<b>PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS</b>	<b>1 957,3</b>	<b>240,3</b>	<b>803,5</b>	<b>913,6</b>

### 20.2 Informations sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie, notamment dès lors qu'ils confèrent l'usage exclusif d'un actif de

production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi constaté des créances de location-financement pour les centrales de cogénération destinées à Solvay, à Total (Belgique), à Bowin (Thaïlande), à Air Products (Pays-Bas) et pour la commercialisation des capacités de transport (Mexique).

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Paiements minimaux non actualisés	628,5	399,5	464,5
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	27,5	21,8	24,0
<b>TOTAL INVESTISSEMENT BRUT</b>	<b>656,0</b>	<b>421,3</b>	<b>488,5</b>
Produits financiers non acquis	125,9	137,8	165,7
<b>INVESTISSEMENT NET</b>	<b>530,2</b>	<b>283,5</b>	<b>322,8</b>
• dont valeur actualisée des paiements minimaux	518,6	274,9	312,8
• dont valeur résiduelle non garantie actualisée	11,6	8,6	10,0

Les montants comptabilisés au bilan au titre des contrats de location-financement sont détaillés en note 14.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location financement s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Au cours de la 1 <sup>re</sup> année	106,5	36,4	37,2
De la 2 <sup>e</sup> à la 5 <sup>e</sup> année	283,7	142,4	147,2
<b>Contrats de location simple</b>	<b>238,3</b>	<b>220,7</b>	<b>280,1</b>
Au-delà de la 5 <sup>e</sup> année			
<b>TOTAL</b>	<b>628,5</b>	<b>399,5</b>	<b>464,5</b>

## NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

### 21.1 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement des méthaniers, divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2008, 2007 et 2006 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Loyers minimaux	(653,6)	(359,8)	(403,4)
Loyers conditionnels	(139,9)	(149,3)	(161,6)
Revenus de sous-location	20,7	8,5	4,1
Charges de sous-location	(99,4)	(25,6)	(2,5)
Autres charges locatives	(72,7)	(86,1)	(115,9)
<b>TOTAL</b>	<b>(944,9)</b>	<b>(612,3)</b>	<b>(679,3)</b>

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Au cours de la 1 <sup>re</sup> année	439,3	296,1	221,3
De la 2 <sup>e</sup> à la 5 <sup>e</sup> année	1 209,6	913,1	663,1
Au-delà de la 5 <sup>e</sup> année	1 077,2	1 105,4	820,5
<b>TOTAL</b>	<b>2 726,2</b>	<b>2 314,6</b>	<b>1 704,9</b>

## 21.2 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17 et concernent notamment les centrales HHPC en Thaïlande, BAYMINA en Turquie, HOPEWELL et RED HILLS aux États-Unis. Les revenus locatifs des exercices 2008, 2007 et 2006 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Loyers minimaux	310,4	676,4	668,5
Loyers conditionnels	0,0	0,0	43,1
<b>TOTAL</b>	<b>310,4</b>	<b>676,4</b>	<b>711,6</b>

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2008</b>	<b>31 déc. 2007</b>	<b>31 déc. 2006</b>
Au cours de la 1 <sup>re</sup> année	551,4	422,4	458,0
De la 2 <sup>e</sup> à la 5 <sup>e</sup> année	2 002,2	1 463,2	1 591,1
Au-delà de la 5 <sup>e</sup> année	2 186,9	2 084,7	2 487,3
<b>TOTAL</b>	<b>4 740,5</b>	<b>3 970,3</b>	<b>4 536,4</b>

## NOTE 22 CONTRATS DE CONCESSION

L'interprétation SIC 29 – Accords de concession de services – Informations à fournir – publiée en mai 2001 traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes.

L'interprétation IFRIC 12 publiée en novembre 2006 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession répondant à certains critères pour lesquels il est estimé que le concédant contrôle l'infrastructure (cf. note 1.4.7).

Comme précisé dans SIC 29 un accord de concession de services implique généralement le transfert par le concédant au concessionnaire, pour toute la durée de la concession :

- (a) du droit d'offrir des services permettant au public d'avoir accès à des prestations économiques et sociales majeures, et
- (b) dans certains cas, du droit d'utiliser des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et/ou des actifs financiers spécifiés,

en échange de l'engagement pris par le concessionnaire :

- (c) d'offrir les services conformément à certains termes et conditions pendant la durée de la concession, et

- (d) s'il y a lieu, de restituer, en fin de concession, les droits reçus au début de la concession et/ou acquis pendant la durée de la concession.

La caractéristique commune à tous les accords de concession de services est le fait que le concessionnaire à la fois reçoit un droit et contracte une obligation d'offrir des services publics.

Le Groupe gère un grand nombre de contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution de gaz et d'électricité.

Ces contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public en particulier l'obligation de permettre l'accès au service public aux usagers, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier. La durée des contrats de concession varie entre 10 et 65 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante (activités d'incinération et BOT d'assainissement essentiellement) soit aux usagers (activités de distribution d'eau potable, de gaz et d'électricité). Ce droit se matérialise, soit par un actif incorporel, soit par une créance, soit par un actif corporel selon le modèle comptable applicable (se reporter à la note 1.4.7).

Le modèle corporel est utilisé quand le concédant ne contrôle pas l'infrastructure comme par exemple, les contrats de concession de distribution d'eau aux États-Unis qui ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de GDF SUEZ) ou en France, les contrats de concession de distribution de gaz naturel qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Il existe également une obligation générale de remise en bon état en fin de contrat des infrastructures du domaine concédé. Cette obligation se traduit le cas échéant (se reporter à la note 1.4.7) par la constitution d'un passif de renouvellement (se reporter à la note 14.2.3).

En général, le tarif auquel le service est facturé est fixé et indexé pour toute la durée du contrat. Des clauses de révisions périodiques (généralement quinquennales) sont néanmoins prévues en cas de modification des conditions économiques initialement prévues au moment de la signature des contrats. Par exception, dans certains pays (États-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon les montants des dépenses effectuées au titre du contrat qui sont alors reconnues à l'actif (se reporter à la note 1.4.7). En France, pour la distribution de gaz naturel, les tarifs dits ATRD sont fixés par le Ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie après formulation d'un avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008, le Groupe applique les tarifs ATRD 3 fixés par arrêté ministériel du 2 juin 2008. La grille tarifaire ATRD3 introduit un nouveau cadre de régulation portant sur une période pluriannuelle de 4 ans et intégrant des objectifs de productivité. Elle est notamment élaborée à partir des charges de capital qui comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation des actifs exploités par le Groupe appelée Base d'Actifs Régulée (la BAR). La BAR comprend notamment les groupes d'actifs suivants : conduites et branchements, postes de détente, compteurs, autres installations techniques, constructions, informatique. Pour déterminer les charges de capital annuelles, la Commission de Régulation de l'Énergie (la CRE) applique, selon la nature des ouvrages, une durée d'amortissement de 5 à 45 ans. Les conduites et branchements, qui représentent 95% des actifs figurant dans la BAR, sont amortis sur une durée de 45 ans. Pour la part rémunération des charges de capital, la CRE retient une rémunération de la BAR au taux de 6,75% (réel, avant impôt sur les sociétés).

## NOTE 23 FLUX DE TRÉSORERIE

### 23.1 Rapprochement avec la charge d'impôt au compte de résultat

En millions d'euros	Flux d'impôt (Impôt)		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<b>Impact au compte de résultat</b>	<b>(911,9)</b>	<b>(527,5)</b>	<b>(815,1)</b>
• provisions pour impôt	58,4	(7,4)	5,8
• impôt différé <sup>(a)</sup>	41,8	(446,9)	29,6
• autres <sup>(b)</sup>	(994,6)	(23,9)	(205,7)
<b>Impact au tableau des flux</b>	<b>(1 806,3)</b>	<b>(1 005,6)</b>	<b>(985,4)</b>

(a) En 2007, des impôts différés actifs relatifs à des déficits reportables du Groupe d'intégration fiscale ont été activés pour 500 millions d'euros.

(b) En 2008, le poste «autres» comprend un impôt décaissé complémentaire de 944 millions d'euros correspondant principalement aux acomptes d'impôt sur les sociétés acquittés par les groupes d'intégration fiscale constitués autour de GDF SUEZ SA et de SUEZ Environnement Company, et qui seront recouverts sur 2009 lors de la liquidation effective de l'impôt 2008.

### 23.2 Rapprochement avec le résultat financier au compte de résultat

En millions d'euros	Flux financiers (résultat financier)		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<b>Impact au compte de résultat</b>	<b>(1 494,1)</b>	<b>(722,1)</b>	<b>(731,0)</b>
Variation du coût amorti	62,4	37,2	28,2
Effet change et évolution de MtM	129,8	(119,2)	64,5
Désactualisation des provisions	489,0	372,5	340,4
Autres	(0,7)	(20,7)	(16,6)
<b>Impact au tableau des flux</b>	<b>(813,7)</b>	<b>(452,3)</b>	<b>(314,5)</b>

## NOTE 24 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Notes	Charge de la période		
		31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Plans de stock-options	24.1	54,6	43,3	35,4
Augmentation de capital réservée aux salariés	24.2		35,0	
Share Appreciation Rights (*)	24.2	15,5	2,0	15,9
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	114,6	38,1	7,5
Prime exceptionnelle	24.4	5,5	6,7	0,0
<b>TOTAL</b>		<b>190,2</b>	<b>125,1</b>	<b>58,8</b>

(\*) Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

### 24.1 Plans de stock options

#### 24.1.1 Politique d'attribution

Le plan d'options d'achat ou de souscription d'actions de GDF SUEZ a pour objectif principal d'associer les cadres dirigeants et supérieurs, ainsi que des cadres à haut potentiel, au développement futur de l'entreprise et à la création de valeur pour l'actionnaire.

L'attribution d'options d'achat ou de souscription d'actions est aussi un facteur de fidélisation prenant en compte, outre la contribution aux orientations stratégiques, l'adhésion aux valeurs du Groupe. Les conditions d'attribution d'options, ainsi que la liste des bénéficiaires, sont arrêtées par le Conseil d'Administration conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale.

En 2007, la Direction Générale a réaffirmé sa volonté de maintenir le périmètre élargi des bénéficiaires, de manière à conserver la cohérence de la politique de Suez en la matière. La décision, initialement prise en 2000, de ne plus pratiquer de décote lors de la détermination du prix de l'option a été reconduite en 2008.

Le Conseil d'Administration a décidé depuis 2005 de réduire le nombre d'options allouées pour les remplacer partiellement par une attribution gratuite d'actions Suez qui concerne une population plus large que les bénéficiaires de stock options.

En 2008, les attributions réalisées ont confirmé ces principes.

Dans le cadre de la procédure de désenregistrement aux États-Unis, l'attribution de stock-options aux salariés des sociétés américaines du Groupe a été remplacée en 2007 par un dispositif de Share Appreciation Rights, qui donne droit au versement en espèces d'un montant égal au gain d'une levée d'options avec vente immédiate.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration a décidé que la levée d'une partie des options sera soumise à conditions pour les cadres dirigeants (dispositif conditionnel) et pour les membres du Comité Exécutif du Groupe (dispositif renforcé). Conformément au règlement

initial des plans et à la décision du Conseil d'Administration du 18 octobre 2006, les objectifs figurant dans les conditions de performance liées aux plans de stock options et décrites ci-dessous ont été minorés en appliquant un coefficient de 0,80 du fait de la fusion avec Gaz de France.

#### Dispositif conditionnel

Plan 2003 :

Pour les options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et aux membres du Comité Exécutif du Groupe, les conditions de performance ont été satisfaites au 17 novembre 2007 et la levée de ces options est donc possible.

Plans 2004 et suivants :

Pour la moitié des options de souscription consenties aux cadres dirigeants du Groupe et pour la moitié des options de souscription attribuées aux membres du Comité Exécutif du Groupe (mais pour ces derniers, après déduction de l'ordre de 10% des options soumises à un dispositif renforcé), la levée des options est soumise à une condition de performance.

Les conditions sont décrites ci-dessous :

Plan 2004 : L'exercice de ces options sera possible si le cours de l'action Suez, durant la période allant du 17 novembre 2008 au 16 novembre 2012, est supérieur ou égal au niveau atteint par l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities constatée sur la période du 17 novembre 2004 au 17 novembre 2008 et appliquée au prix de levée de l'option (18,14 euros).

Plan 2005 : L'exercice de ces options sera possible si le cours de l'action Suez, durant la période allant du 8 décembre 2009 au 7 décembre 2013, est supérieur ou égal au niveau atteint par l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities constatée sur la période du 8 décembre 2005 au 8 décembre 2009 et appliquée au prix de levée de l'option (24,20 euros).

Plan 2006-2007 : L'exercice de ces options sera possible si l'évolution du cours de l'action Suez, durant la période allant du 17 janvier 2011 au 16 janvier 2015 inclus, est égale ou supérieure à celle de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 16 janvier 2007 au 16 janvier 2011 et appliquée au prix de levée de l'option (38,89 euros).

Plan de novembre 2007 : L'exercice de ces options sera possible si l'évolution du cours de l'action Suez, durant la période allant du 13 novembre 2011 au 13 novembre 2015 inclus, est supérieure ou égale à celle de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 13 novembre 2007 au 13 novembre 2011 et appliquée au prix de levée de l'option (44,37 euros).

Plan 2008 : L'exercice de ces options sera possible si le cours de l'action GDF SUEZ, durant la période allant du 9 novembre 2012 au 11 novembre 2016, atteint au moins une fois un cours cible égal au prix de levée de l'option (32,74 euros) revalorisé de la performance de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 11 novembre 2008 au 9 novembre 2012.

### Dispositif renforcé

Pour les seuls membres du Comité Exécutif du Groupe, environ 10% des options de souscription qui leur sont attribuées sont soumises à une condition de performance renforcée tandis que le solde se répartit à parts égales entre des options sans condition de performance et des options soumises au «dispositif conditionnel». Si la condition décrite ci-dessous est remplie, les options correspondantes pourront être levées. Elles seront définitivement perdues dans le cas contraire.

Plan 2004 : Les conditions de performance prévues ont été satisfaites le 17 novembre 2008, la levée des options est donc possible.

Plan 2005 : L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 8 décembre 2009, le cours de l'action Suez, mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date, est supérieur ou égal à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 8 décembre 2005 au 8 décembre 2009, majorée de 1% par an et appliquée au prix de levée de l'option.

Plan 2006-2007 : L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 17 janvier 2011, le cours de l'action Suez mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date est égal ou supérieur à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 16 janvier 2007 au 16 janvier 2011, majorée de 4%.

Plan de novembre 2007 : L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 14 novembre 2011, le cours de l'action Suez mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date est égal ou supérieur à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 13 novembre 2007 au 13 novembre 2011, majorée de 4%.

Plan 2008 : L'exercice de ces 10% des options sera possible si, le 12 novembre 2012, le cours de l'action GDF SUEZ mesuré par la moyenne arithmétique des cours constatés durant les 20 séances de Bourse précédant cette date est égal ou supérieur à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities sur la période du 11 novembre 2008 au 9 novembre 2012, majorée de 4%.

## 24.1.2 Historique des plans de stock options en vigueur jusqu'à la fusion avec GDF

### ● OPTIONS DE SOUSCRIPTION D'ACTION

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice	Nombre de bénéficiaires par plan	Solde à lever au 31/12/2007	Nombre d'actions à souscrire par le Comité Exécutif (**)	Levées (***)	Annulations	Solde à lever au 22/08/2008 avant ajustement	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2000 (*)	05/05/2000	28/11/2004	34,39	1 347	3 502 590	1 193 708	569 981	20 916	2 911 693	28/11/2010	1,9
21/12/2000 (*)	05/05/2000	21/12/2004	35,74	510	1 159 433	153 516	53 357	1 985	1 104 091	20/12/2010	2,0
28/11/2001 (*)	04/05/2001	28/11/2005	32,59	3 161	6 105 971	1 784 447	432 030	27 937	5 646 004	27/11/2011	2,9
20/11/2002 (*)	04/05/2001	20/11/2006	16,69	2 528	2 448 213	1 327 819	301 879	33 879	2 112 455	19/11/2012	3,9
19/11/2003 (*)	04/05/2001	19/11/2007	13,16	2 069	3 141 286	1 337 540	535 754	65 794	2 539 738	18/11/2011	2,9
17/11/2004 (*)	27/04/2004	17/11/2008	17,88	2 229	8 507 717	1 320 908	2 030	133 306	8 372 381	16/11/2012	3,9
09/12/2005	27/04/2004	09/12/2009	24,20	2 251	6 399 125	1 352 000	2 400	98 925	6 297 800	09/12/2013	4,9
17/01/2007	27/04/2004	16/01/2011	38,89	2 190	5 653 783	1 218 000	1 000	84 197	5 568 586	16/01/2015	6,0
14/11/2007	04/05/2007	13/11/2011	44,37	2 104	4 373 050	804 000	0	21 270	4 351 780	13/11/2015	6,9
<b>TOTAL</b>					<b>41 291 168</b>	<b>10 491 938</b>	<b>1 898 431</b>	<b>488 209</b>	<b>38 904 528</b>		

(\*) Plans exerçables.

(\*\*) Correspondant, à l'époque de l'attribution, pour les exercices 2000 et 2001 au Comité de Direction.

(\*\*\*) Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

## ● OPTION D'ACHAT D'ACTIONS

	Options	Prix d'exercice moyen
Balance au 31 décembre 2007	41 383 384	28,19
Octroyé	0	
Exercé	(1 990 647)	25,34
Annulé	(488 209)	24,84
Balance au 22 août 2008 (*)	38 904 528	28,38

(\*) Date de calcul de l'ajustement (cf. § 24.2.3).

### 24.1.3 Évolution des plans depuis la fusion avec GDF

En application du prospectus de fusion et des dispositions du Code de Commerce, les engagements de Suez envers ses optionnaires en cours d'acquisition ont été intégralement repris. Les droits individuels des bénéficiaires ont été ajustés pour tenir compte de la distribution aux actionnaires de Suez de 65% du capital de SUEZ Environnement Company ainsi que de la parité de fusion. Ces

ajustements sont effectués, comme prévu dans le prospectus de fusion, sur la base de quatre éléments :

- la valeur de l'action Suez avant la distribution(1)(1) ;
- la valeur de l'action de SUEZ Environnement Company(2)(2) ;
- le taux de distribution d'actions SUEZ Environnement Company (1 action pour 4 actions SUEZ) ;
- la parité de fusion (21 actions GDF SUEZ pour 22 actions SUEZ).

Les 38 904 528 options sur actions Suez en vigueur au moment de la distribution/fusion deviennent, après ajustement, 41 320 974 options sur actions GDF SUEZ, après réserve d'ajustement. Ces modifications ont pris cours le 22 août, après 15 jours de cotation de SUEZ Environnement Company.

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté	Nombre de bénéficiaires par plan	Solde à lever au 22/08/2008 après ajustement	Nombre d'actions à souscrire par le Comité Exécutif (**)	Levées (***)	Annulations	Solde à lever au 31/12/2008	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2000 (*)	05/05/2000	28/11/2004	32,38	1 347	3 092 541	1 193 708	15 858	1 126	3 075 557	28/11/2010	1,9
21/12/2000 (*)	05/05/2000	21/12/2004	33,66	510	1 172 404	153 516	27 671	0	1 144 733	20/12/2010	2,0
28/11/2001 (*)	04/05/2001	28/11/2005	30,70	3 161	5 995 205	1 784 447	77 090	1 126	5 916 989	27/11/2011	2,9
20/11/2002 (*)	04/05/2001	20/11/2006	15,71	2 528	2 243 921	1 327 819	112 657	2 813	2 128 451	19/11/2012	3,9
19/11/2003 (*)	04/05/2001	19/11/2007	12,39	2 069	2 697 296	1 337 540	392 600	0	2 304 696	18/11/2011	2,9
17/11/2004 (*)	27/04/2004	17/11/2008	16,84	2 229	8 892 824	1 320 908	1 479 442	4 043	7 409 339	16/11/2012	3,9
09/12/2005	27/04/2004	09/12/2009	22,79	2 251	6 689 902	1 352 000	5 822	16 993	6 667 087	09/12/2013	4,9
17/01/2007	27/04/2004	16/01/2011	36,62	2 190	5 914 003	1 218 000		9 943	5 904 060	16/01/2015	6,0
14/11/2007	04/05/2007	13/11/2011	41,78	2 104	4 622 878	804 000		6 040	4 616 838	13/11/2015	6,9
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,74	3 753		2 615 000			7 645 990	11/11/2016	7,9
<b>TOTAL</b>					<b>41 320 974</b>	<b>13 106 938</b>	<b>2 111 140</b>	<b>42 084</b>	<b>46 813 740</b>		

(\*) Plans exerçables.

(\*\*) Correspondant, à l'époque de l'attribution, pour les exercices 2000 et 2001 au Comité de Direction.

(\*\*\*) Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

(1) La valeur de l'action Suez est mesurée par la moyenne pondérée des cotations sur la bourse de Paris pendant les 3 jours qui précédaient la distribution, soit 44,6194 euros.

(2) La valeur de l'action SUEZ Environnement Company est la moyenne pondérée des cotations sur la bourse de Paris pendant les 15 jours suivant son introduction en bourse, soit 18,0449 euros.

	Options	Prix d'exercice moyen
<b>Balance au 22 août 2008</b>	<b>41 320 974</b>	<b>26,72</b>
Octroyé	7 645 990	32,74
Exercé	(2 111 140)	16,81
Annulé	(42 084)	28,21
<b>Balance au 31 décembre 2008</b>	<b>46 813 740</b>	<b>27,71</b>

Le cours moyen de l'action Suez au premier semestre 2008 s'est élevé à 43,79 euros. La moyenne du cours de bourse de l'action GDF SUEZ, à compter de la date de fusion et jusqu'au 31 décembre 2008, s'élève pour sa part à 34,75 euros.

#### 24.1.4 Juste valeur des plans de stock options en vigueur

La valorisation des plans de stock options est basée sur un modèle binomial. Les hypothèses suivantes ont été utilisées :

	Plan 2008	Plan 11/2007	Plan 01/2007	Plan 2005	Plan 2004
Volatilité (a)	35,16%	33,71%	32,87%	31,25%	29,66%
Taux sans risque (b)	3,63%	4,03%	4,00%	3,25%	3,70%
En euros :					
Dividende (c)	1,39	1,34	1,2	0,8	0,8
Juste valeur de l'option à l'attribution	9,33	15,04	12,28	7,24	4,35

(a) La volatilité calculée correspond à la moyenne glissante des volatilités sur la durée d'existence du plan.

(b) Taux d'intérêt sans risque sur la durée du plan.

(c) Dernier Dividende versé/proposé.

#### 24.1.5 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de turnover de 5% :

Date d'attribution	Charge de la période		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<i>En millions d'euros</i>			
20/11/2002			9,4
19/11/2003		5,1	5,8
17/11/2004	7,9	9,0	9,0
09/12/2005	11,2	11,2	11,2
17/01/2007	17,1	15,9	
14/11/2007	15,9	2,1	
12/11/2008	2,5		
<b>TOTAL</b>	<b>54,6</b>	<b>43,3</b>	<b>35,4</b>

Seuls les plans attribués après le 7 novembre 2002 et non encore acquis au 1<sup>er</sup> janvier 2005 ont fait l'objet de l'enregistrement d'une charge comme le permet IFRS 2.

Les ajustements des droits des bénéficiaires consécutifs à la fusion sont sans impact sur la charge de la période.

#### 24.1.6 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR's aux salariés américains réalisée en novembre 2007 et novembre 2008 (en remplacement des stock-options) a un impact non significatif dans les comptes du Groupe.

## 24.2 Augmentation de capital réservée aux salariés

### 24.2.1 Description des formules proposées

Les salariés peuvent souscrire à des augmentations de capital qui leur sont réservées au sein des plans d'épargne entreprise du Groupe. Ces souscriptions se font au moyen des formules suivantes :

- Spring Classique : cette formule permet aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, des actions Suez à un prix décoté par rapport au cours de bourse ;
- Spring Multiple : cette formule permet aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions Suez leur permettant en outre de participer, à l'échéance de la durée de blocage de leurs avoirs, à la performance positive des actions Suez (effet de levier).

Stock Appreciation Rights (SAR) : ce programme à effet levier permet par l'acquisition d'un titre de bénéficiaire d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié, en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des warrants.

### 24.2.2 Impacts comptables

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital réservée aux salariés en 2008.

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie du résultat. Au 31 décembre 2008, la juste valeur de la dette relative aux attributions 2004, 2005 et 2007 s'élève à 26 millions d'euros.

La juste valeur de la dette est déterminée sur la base du modèle de Black & Scholes.

L'impact dans le résultat du SAR y compris couverture par des warrants est de - 15,5 millions d'euros.

## 24.3 Actions gratuites

### 24.3.1 Politique d'attribution avant la fusion

En mai 2008, le Conseil d'Administration de Gaz de France, réuni en date du 28 mai 2008 a décidé de mettre en œuvre un plan d'attribution gratuite de 1,5 million d'actions à ses salariés, à l'issue d'une période d'acquisition des droits de deux ans et, pour une partie des titres, sous réserve de la satisfaction de conditions de performance. Le groupe a couvert ses engagements par des rachats de titres.

L'attribution de ces actions gratuites est liée à plusieurs conditions :

- une condition de présence ;
- une condition de performance liée au Groupe Gaz de France, pour les seules actions attribuées au-delà de la quinzième action : l'EBO organique du Groupe doit avoir progressé de 5% par an en moyenne sur les exercices 2008 et 2009 ;
- la durée de la période obligatoire de conservation des actions de deux ans minimum (jusqu'à trois ans selon les pays) au terme de laquelle les actions seront à la libre disposition de chacun.

Dans le cadre d'un accord d'intéressement financier de portée mondiale, mis en place en 2007 (pour une durée de trois ans) au profit de tous les salariés, le Conseil d'Administration du Groupe Suez a décidé d'attribuer, pour l'année 2008, 15 actions gratuites à chaque salarié, soit 2,2 millions d'actions gratuites au total afin de les associer aux performances du Groupe.

L'attribution de ces actions gratuites est liée à plusieurs conditions :

- une condition de performance liée à l'EBITDA du Groupe ;
- une condition de présence (variable selon les pays concernés) ;
- une période obligatoire de conservation des actions, à compter de la date d'acquisition définitive (variable selon les pays concernés).

### 24.3.2 Politique d'attribution après la fusion

En application du prospectus de fusion et des dispositions du Code de Commerce, les engagements de Suez envers ses bénéficiaires d'actions gratuites en cours d'acquisition ont été intégralement repris. Comme pour les stock-options, les droits individuels des bénéficiaires ont été ajustés pour tenir compte de la distribution aux actionnaires de Suez de 65% du capital de SUEZ Environnement Company ainsi que de la parité de fusion (voir 24.2.3).

Le Conseil d'Administration du 12 novembre 2008 a octroyé 1 812 548 actions gratuites, avec une période d'acquisition des droits de deux ans ou quatre ans selon les pays.

L'attribution de ces actions gratuites est liée à plusieurs conditions :

- une condition de présence (à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité) ;
- une condition de performance établie sur l'EBITDA du Groupe ;
- la durée de la période obligatoire de conservation des actions : deux ans à compter de la date d'acquisition définitive (du 15 mars 2011 au 15 mars 2013) dans certains pays.

## 24.3.3 Historique des plans en vigueur

Date d'attribution	Nombre avant fusion (*)	Nombre après fusion	Juste valeur unitaire
Plan Suez 02/2007	963 074	989 559	36,0
Plan GDF juin 2007	1 539 009	1 539 009	33,4
Plan Suez juillet 2007	2 030 000	2 175 000	37,8 (**)
Plan Suez août 2007	177 336	193 686	32,1
Plan Suez novembre 2007	1 179 348	1 244 979	42,4
Plan GDF mai 2008	1 586 906	1 586 906	40,31
Plan Suez juin 2008	2 236 965	2 372 941	39,03
Plan GDF SUEZ novembre 2008		1 812 548	28,46 (**)
Balance au 31 décembre 2008			

(\*) Volume attribué.

(\*\*) Valeur moyenne pondérée.

## 24.3.4 Description du modèle d'évaluation

En application d'IFRS 2, le Groupe a évalué la juste valeur des biens ou services reçus pendant la période en se basant sur la juste valeur des instruments de capitaux propres ainsi attribués.

L'évaluation est effectuée à la date d'octroi, qui correspond à la date du conseil d'administration approuvant le plan. La juste valeur d'une action attribuée correspond au prix de marché de l'action à la date d'attribution, ajusté d'une part pour la perte de dividende attendu pendant la période d'acquisition de deux ans et d'autre part de la période d'incessibilité attachée aux titres. Le coût attaché à cette incessibilité n'est pas significatif.

Cette valeur est enregistrée en charges de personnel, linéairement entre la date d'octroi et la date à laquelle les conditions d'attributions sont levées avec une contrepartie directe en capitaux propres. Elle sera ajustée en fonction des éventuelles révisions relatives aux hypothèses afférentes aux taux de départs effectifs intervenus au cours de la période et au respect des conditions de performance. Elle sera définitivement fixée sur la base du nombre d'actions effectivement distribuées à l'issue de cette période.

## 24.3.5 Impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

Date d'attribution	Charge de la période		
	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
<i>En millions d'euros</i>			
Plan Suez 02/2006	1,7	8,5	7,5
Plan Suez 02/2007	15,8	13,9	
Plan GDF juin 2007	12,8		
Plan Suez juillet 2007	27,8	12,7	
Plan Suez août 2007	1,1	0,4	
Plan Suez novembre 2007	20,4	2,6	
Plan GDF mai 2008	14,8		
Plan Suez juin 2008	17,6		
Plan GDF SUEZ novembre 2008	2,6		
<b>TOTAL</b>	<b>114,6</b>	<b>38,1</b>	<b>7,5</b>

Les ajustements des droits des bénéficiaires consécutifs à la fusion sont sans impact sur la charge de la période.

## 24.4 Prime exceptionnelle Suez

Le Groupe Suez a mis en place, en novembre 2006, un plan à caractère exceptionnel et temporaire, pour récompenser la fidélité des salariés et les faire participer aux succès du Groupe. Au titre de ce plan, il est prévu le versement d'une prime exceptionnelle égale à la contre-valeur de 4 actions Suez en 2010, ainsi qu'au montant des dividendes bruts des exercices 2005 à 2009 (y compris dividendes

exceptionnels éventuels). Depuis la fusion, le calcul se fait sur la base d'un panier composé d'une action GDF SUEZ et d'une action SUEZ Environnement Company.

Environ 166 000 salariés du Groupe sont éligibles à cette prime au 31 décembre 2008.

S'agissant d'un instrument réglé en trésorerie, l'impact comptable de cette prime consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie du résultat. Au 31 décembre 2008, la charge relative à cette prime s'élève à 5,5 millions d'euros. La juste valeur de la dette au terme du plan est estimée à 24 millions d'euros.

## NOTE 25 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de la présente note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les rémunérations des principaux dirigeants sont précisées dans la note 26.

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la note 30. Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

### 25.1 Relations avec l'État français et la CNIEG

#### 25.1.1 Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et Suez le 22 juillet 2008, l'État français détient 35,7% du capital de GDF SUEZ ainsi que sept sièges au Conseil d'Administration sur vingt-quatre sièges.

L'État français dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement en énergie. Cette action spécifique confère à l'État français, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions de GDF SUEZ s'il considère cette décision contraire aux intérêts de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Par ailleurs, la fusion a eu pour conséquence la disparition de plusieurs formes de tutelle en terme de contrôle économique et financier, antérieurement exercées par l'État français en raison du statut d'entreprise publique de Gaz de France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003. Leur mise en œuvre passe par un contrat de Service Public, en application de l'article 1<sup>er</sup> de la loi du 9 août 2004.

Un nouveau contrat de service public est en cours de négociation avec l'État français. GDF SUEZ n'a pas identifié de risque lié à l'absence pendant cette période de nouveau contrat de service public avec l'État français.

#### 25.1.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès pour les agents d'EDF, de GDF SUEZ SA et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la note 18.

### 25.2 Transactions avec les sociétés mises en équivalence ou intégrées proportionnellement

#### 25.2.1 Coentreprises

##### Gaselys

Gaselys est une coentreprise (51% - 49%) entre GDF SUEZ et la Société Générale.

Gaselys est une société de trading opérant sur les marchés européens du gaz et de l'électricité. Elle est également active sur les marchés du pétrole et des produits pétroliers, des quotas de CO<sub>2</sub> et du charbon.

GDF SUEZ s'appuie sur sa filiale Gaselys pour développer ses activités de gestion des risques, d'optimisation d'actifs et de négoce.

Ces activités ont donné lieu en 2008 entre le Groupe et sa filiale à des ventes d'un montant de 1 149 millions d'euros et des achats de 2 161 millions d'euros.

Le bilan du Groupe comporte en clôture un montant net débiteur de 344 millions d'euros avec sa filiale, composé de créances et dettes commerciales, d'appels de marge et d'instruments dérivés. Ces instruments dérivés sont principalement destinés à la gestion des risques du Groupe et conduisent à constater vis-à-vis de Gaselys une perte latente de 762 millions d'euros en capitaux propres avant impôts, et un gain latent de 592 millions d'euros en Résultat des Activités Opérationnelles.

### Groupe Acea-Electrabel (Italie)

Electrabel Italia, une filiale à 100% d'Electrabel, détient 40,59% de Acea-Electrabel qui, elle-même, possède plusieurs filiales.

GDF SUEZ vend au groupe Acea-Electrabel de l'électricité et du gaz pour un montant de 206,9 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 204,2 millions d'euros au 31 décembre 2007.

GDF SUEZ a également accordé des prêts au Groupe Acea-Electrabel dont le solde au 31 décembre 2008 s'élève à 389,4 millions d'euros contre 363,1 millions d'euros au 31 décembre 2007.

### Zandvliet Power

Zandvliet Power est une coentreprise (50% - 50%) entre Electrabel et RWE.

Electrabel a accordé un prêt à Zandvliet Power. Celui-ci s'élève à 70,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 77,3 millions d'euros au 31 décembre 2007.

### Hisusa

En vue de financer l'acquisition en 2007 des titres Agbar achetés à Torreal, les actionnaires d'Hisusa (Joint-Venture entre Suez Environnement Company à 51% et la Caixa à 49%) lui ont accordé un prêt qui s'élevait à 104 millions d'euros pour la part du Groupe. Ce prêt a été remboursé à fin 2008.

## 25.2.2 Sociétés associées

### Elia System Operator (ESO)/Elia

Elia est une société cotée dont Electrabel détient 24,36%.

Créée en 2001, elle gère le réseau de transport d'électricité haute tension en Belgique. Les tarifs de réseau de transport sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG).

Electrabel a acheté à ESO/Elia des services de transport d'électricité d'un montant de 125,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 et 155,6 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Le Groupe a vendu à ESO/Elia des prestations de services pour un montant de 80,0 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 79,5 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Enfin, le Groupe a un en-cours de prêt vis-à-vis de Elia dont le solde s'élève à 808,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 (soit 354,8 millions d'euros à échéance 2010 et 453,6 millions d'euros à échéance au-delà de 2011), montant inchangé par rapport au 31 décembre 2007. Ce dernier prêt a généré un revenu financier

de 48,4 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 41,0 millions d'euros au 31 décembre 2007.

### Sociétés intercommunales

Les sociétés Intercommunales mixtes auxquelles Electrabel est associée assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Electrabel Customers Solutions (ECS) a acheté des droits à utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité aux sociétés intercommunales pour un montant de 1 777,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 1 704,4 millions d'euros en 31 décembre 2007.

Seules les intercommunales wallonnes n'ont pas d'effectif. En application des statuts, Electrabel met à disposition de ces sociétés intercommunales son personnel pour assurer les services de maintenance et de distribution du réseau. Electrabel facture tous ses travaux, fournitures et prestations aux sociétés intercommunales. Les montants facturés se sont élevés à 402,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 480,3 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Les créances clients relatives aux services de fourniture de gaz et d'électricité s'élèvent à 10,1 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 37,2 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Les dettes d'exploitation d'Electrabel et Electrabel Customers Solutions envers les sociétés intercommunales s'élèvent à 15,3 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 148,9 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Electrabel a prêté 317,9 millions d'euros au 31 décembre 2008 aux sociétés intercommunales au moyen d'avances de trésorerie contre 430,1 millions d'euros au 31 décembre 2007 tandis que ces dernières ont une créance sur Electrabel de 263,6 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 208,4 millions d'euros au 31 décembre 2007.

Electrabel a un droit à remboursement sur les intercommunales wallonnes relatif aux engagements de retraites du personnel d'Electrabel mis à leur disposition. Ces montants, qui correspondent aux montants provisionnés dans les comptes Electrabel, s'élèvent à 296,5 millions d'euros au 31 décembre 2008 contre 309,7 millions d'euros au 31 décembre 2007.

### Contassur

Contassur est partiellement détenue par Suez-Tractebel (10%) et Electrabel (5%).

Contassur est une société d'assurance captive consolidée par mise en équivalence. Les fonds de pension pour certains employés du Groupe ont conclu des contrats d'assurance avec Contassur.

Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» au bilan. Ces droits à remboursement s'élèvent respectivement à 147,2 millions d'euros au 31 décembre 2008 et à 179,3 millions d'euros au 31 décembre 2007.

## NOTE 26 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs pour 2008, et les membres du Comité Exécutif élargi et les administrateurs pour les exercices 2007 et 2006. Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2008	31 déc. 2007	31 déc. 2006
Avantages à court terme	23,0	24,5	23,1
Avantages postérieurs à l'emploi	4,0	5,8	4,2
Paiements sur base d'actions	11,5	11,4	6,7
Indemnités de fin de contrat		6,5	
<b>TOTAL</b>	<b>38,5</b>	<b>48,2</b>	<b>34,0</b>

Concernant l'exercice 2008, les montants correspondent aux rémunérations versées par l'ex Suez jusqu'à la date de la fusion ainsi qu'à celles versées par GDF SUEZ après celle-ci.

## NOTE 27 ACTIFS ET PASSIFS ÉVENTUELS

Le Groupe n'a pas identifié de passifs éventuels significatifs, en dehors de ceux mentionnés à la note 28, la probabilité de sortie de ressources dans le cadre de ses engagements étant considérée comme faible, étant précisé que conformément aux dispositions

d'IFRS 3, les passifs éventuels relatifs à Gaz de France identifiés à la date de la fusion ont fait l'objet de provisions dans le bilan d'entrée de celle-ci dès lors que la sortie de ressources pouvant en résulter n'a pas été considérée comme nulle.

## NOTE 28 LITIGES ET ARBITRAGES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et arbitrages avec des tiers ou avec l'administration fiscale de certains pays. Des provisions sont constituées au titre de ces litiges et arbitrages lorsqu'il existe une obligation (légale, contractuelle ou implicite) envers un tiers à la date de clôture, qu'il est probable qu'une sortie de ressources sans contrepartie soit nécessaire pour éteindre l'obligation, et que le montant de cette sortie de ressources peut être estimé avec une fiabilité suffisante. Le montant des provisions constituées à ce titre au 31 décembre 2008 s'élève à 1 280,5 millions d'euros.

### 28.1 Litiges

#### 28.1.1 Rue de la Martre

Le 26 décembre 2004, une explosion survenue au 12 de la rue de la Martre à Mulhouse a causé la mort de 17 personnes ainsi que d'importants dégâts matériels. Le rapport des experts judiciaires attribuant l'explosion à la «fente» découverte sur la canalisation de distribution de Gaz de France au lendemain de l'accident, la personne morale a été mise en examen par le juge d'instruction le 21 mars 2006.

Au terme de l'instruction, GDF SUEZ a été renvoyé devant le Tribunal correctionnel de Mulhouse, par ordonnance du 7 novembre 2008,

pour y être jugé pour homicide et blessures involontaires ainsi que pour destruction involontaire par incendie ou explosion de biens d'autrui. Le procès aura lieu du 9 au 20 mars 2009.

Le risque encouru par la personne morale est une peine d'amende pour homicide involontaire : 225 000 euros maximum en cas d'imprudence ou de négligence et jusqu'à 375 000 euros en cas de violation délibérée d'une obligation de sécurité imposée par la loi ou le règlement. À cette peine principale pourrait s'ajouter une peine d'amende pour blessures involontaires d'un montant maximal variable en fonction du taux d'ITT (Incapacité Temporaire de Travail) des personnes blessées.

### 28.1.2 Ghislenghien

À la suite de la rupture d'une canalisation de transport de gaz appartenant à Fluxys le 30 juillet 2004 à Ghislenghien (Belgique), accident ayant entraîné la mort de vingt-quatre personnes et blessé plus de cent trente personnes, Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a été inculpée, parmi vingt-deux personnes physiques et morales, pour homicides et lésions involontaires résultant d'un défaut de prévoyance ou de précaution.

Le Parquet a requis le renvoi d'Electrabel, Groupe GDF SUEZ, et de Fluxys devant le tribunal correctionnel pour homicides involontaires et lésions corporelles involontaires, ainsi que pour contravention à la loi du 4 août 1996 relative au bien-être des travailleurs. La Chambre du conseil a prononcé le non-lieu à l'égard d'Electrabel le 16 janvier 2009.

### 28.1.3 Queen Mary

À la suite de l'effondrement, le 15 novembre 2003, d'une passerelle d'accès au paquebot «QUEEN MARY II» à Saint-Nazaire, ayant entraîné la mort de quinze personnes et blessé une trentaine de personnes, Endel, Groupe GDF SUEZ, a été mise en cause pour le montage de passerelles de location reliant le quai au navire et condamnée, le 11 février 2008, à une peine d'amende de 150 000 euros pour homicides involontaires et à 11 amendes de 2 500 euros au titre des blessures involontaires. Les quatre salariés d'Endel poursuivis pour blessures et homicides involontaires ont été relaxés en l'absence de faute caractérisée. Les Chantiers de l'Atlantique et Endel, Groupe GDF SUEZ, ont été condamnés solidairement à réparer les préjudices subis par les victimes.

Le parquet de Saint-Nazaire a interjeté appel du jugement et les audiences d'appel ont été fixées du 23 mars au 3 avril 2009.

### 28.1.4 Electrabel – État de Hongrie/Commission européenne

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a engagé auprès du Centre International de Règlement des Différends sur les Investissements (CIRDI) une procédure d'arbitrage international contre la République de Hongrie pour manquements par ce dernier à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'Énergie. Le différend porte essentiellement sur les tarifs d'électricité établis dans le cadre d'un contrat long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 entre la société d'exploitation de la centrale électrique, Dunamenti (filiale d'Electrabel, Groupe GDF SUEZ) et MVM (une société contrôlée par la République de Hongrie) ainsi que sur les allocations des droits d'émission CO2 dans le pays. À ce stade, le tribunal

arbitral a suspendu provisoirement l'examen des questions pour lesquelles la République de Hongrie conteste la compétence du tribunal mais a autorisé Electrabel, Groupe GDF SUEZ, à introduire une demande complémentaire de dommages et intérêts.

Par ailleurs, la Commission européenne est intervenue dans la procédure d'arbitrage le 13 août 2008 en qualité de partie non contestante, à la suite de sa décision du 4 juin 2008 déclarant que les contrats long terme d'achat d'électricité en vigueur au moment de l'accession de la République de Hongrie à l'Union européenne constituaient une aide d'État incompatible. Suite à cette décision, la République de Hongrie a adopté une loi résiliant les contrats long terme d'achat d'électricité à partir du 31 décembre 2008 ainsi que des mesures d'exécution pour ces résiliations et la récupération de l'aide d'État afférente. Dunamenti, Groupe GDF SUEZ, pourrait envisager d'introduire un recours contre la décision de la Commission ainsi que contre toute décision des autorités hongroises lui causant un préjudice.

### 28.1.5 Slovak Gas Holding – République Slovaque

Slovak Gas Holding («SGH») a accompli les démarches préliminaires visant à entamer une procédure d'arbitrage international contre la République slovaque pour manquements par ce dernier à ses obligations découlant du Traité bilatéral conclu entre la République Slovaque et la République Tchèque d'une part et le Royaume des Pays-Bas d'autre part (le «Traité bilatéral») et du Traité sur la Charte de l'Énergie. SGH est détenue à parts égales par GDF SUEZ et E.ON Ruhrgas AG et détient une participation de 49% dans Slovenský plynárenský priemysel, a.s. («SPP»), le solde étant détenu par la République slovaque par l'intermédiaire du National Property Fund.

Le différend porte sur le cadre légal et réglementaire modifié ou élaboré récemment par la République Slovaque avec l'objectif de contrôler la faculté de SPP de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz.

Des discussions entre les parties sont en cours en marge d'une période obligatoire de discussion de six mois.

### 28.1.6 Argentine

SUEZ et certains autres actionnaires de sociétés concessionnaires des réseaux d'eau et d'assainissement du grand Buenos Aires (Aguas Argentinas à Buenos Aires, Aguas Provinciales de Santa Fe à Rosario et Aguas Cordobesas à Cordoba) ont lancé, en 2003, des procédures d'arbitrage contre l'État argentin devant le Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI) sur pied des traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements. Ces demandes tendent à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur de leurs investissements consécutivement aux mesures adoptées par l'Argentine après l'adoption en 2002 de la loi d'urgence bloquant les tarifs applicables aux concessions.

Les procédures d'arbitrage suivent leurs cours, à l'exception de celle concernant Aguas Cordobesas dont SUEZ a cédé le contrôle en 2006 au groupe privé argentin Roggio ainsi que sa participation résiduelle de 5% à SUEZ Environnement dans le cadre de la mise en bourse de cette dernière. Les sentences arbitrales sont attendues dans le courant de l'année 2009.

Parallèlement aux procédures arbitrales, des procédures ont été intentées devant les tribunaux argentins par les sociétés concessionnaires à l'encontre des décisions administratives de résiliation des concessions ayant entraîné la mise en redressement judiciaire d'Aguas Argentinas et la mise en liquidation volontaire d'Aguas Provinciales de Santa Fe.

Par ailleurs, l'action en abus de majorité intentée par un actionnaire minoritaire d'Aguas Argentinas (Banco de Galicia), écarté de la procédure d'arbitrage, a été retirée à la suite du rachat par GDF SUEZ de la participation de ce dernier dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe. De même, la plainte déposée par une entité appelée «Aguas Lenders Recovery Group» afin d'obtenir le paiement par SUEZ, Agbar et AYSA, de 130 millions de dollars, montant correspondant à une dette non garantie d'Aguas Argentinas envers les prêteurs chirographaires, a été retirée.

Préalablement à sa fusion avec Gaz de France, SUEZ a conclu avec SUEZ Environnement un accord portant transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

### 28.1.7 Togo Électricité

SUEZ Énergie Services, rebaptisée GDF SUEZ Énergie Services, est partie à une procédure d'arbitrage intentée en mars 2006 par Togo Électricité, Groupe GDF SUEZ, contre l'État togolais devant le Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI) à la suite des décrets pris par ce dernier résiliant la convention de concession pour la gestion du service public de la distribution d'électricité détenue par Togo Électricité depuis décembre 2000.

Dans ce contexte, l'État togolais avait pris possession de l'ensemble des actifs de Togo Électricité sans indemnité en février 2006 et a engagé plusieurs actions dont une à l'encontre de Togo Électricité, étendue par la suite à GDF SUEZ Energy Services, afin d'obtenir la condamnation de ces deux sociétés au paiement d'indemnités au titre des manquements à la concession évaluée entre 27 et 33 milliards de Francs CFA, soit entre 41 et 50 millions d'euros. Toutefois, une clause compromissoire étant contenue dans la concession, Togo Électricité a introduit l'arbitrage évoqué ci-dessus.

Les premières audiences du Tribunal arbitral devraient avoir lieu en mai 2009 et une sentence pourrait être rendue en fin d'année.

### 28.1.8 Fos Cavaou

Par arrêté du 15 décembre 2003 pris au titre des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés ont fait l'objet de recours contentieux.

L'arrêté d'exploitation, délivré au titre des ICPE, a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de défense et de protection du littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier et à ce jour, aucune décision n'a été rendue.

Les deux recours en annulation à l'encontre du permis de construire, introduits devant le Tribunal administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'agglomération nouvelle (SAN) ont été rejetés par décision du Tribunal du 18 octobre 2007. La Commune de Fos s'est pourvue en appel contre ce jugement le 20 décembre 2007. La procédure d'appel est toujours en cours.

### 28.1.9 United Water

United Water, Groupe GDF SUEZ, fait l'objet d'une action en dommages et intérêts compensatoires d'un montant de 60 millions de dollars américains, ainsi que des dommages et intérêts punitifs d'un montant équivalent, intentée par des riverains alléguant une négligence dans l'entretien du barrage et du réservoir de Lake DeForest (État de New York, USA).

Cette action fait suite aux inondations consécutives à des pluies torrentielles ayant provoqué des débordements du réseau d'évacuation des eaux pluviales dont United Water est l'opérateur. N'étant pas responsable de l'entretien du barrage et du réservoir, cette dernière estime que l'action ne devrait pas aboutir.

### 28.1.10 OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR) lancée par Suez en juin 2007 sur les actions de sa filiale Electrabel qu'elle ne détenait pas encore, Deminor et deux autres fonds ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'appel de Bruxelles à l'encontre de Suez et d'Electrabel et tendant à obtenir un complément de prix. La Cour d'appel a déclaré la demande non fondée par arrêt du 1<sup>er</sup> décembre 2008.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'appel ayant cependant rejeté la demande pour nullité de l'acte introductif d'instance. La demande a été réintroduite, cependant sans mise à la cause d'Electrabel et de la Commission bancaire, financière et des assurances. L'affaire a été plaidée le 21 octobre 2008 et est mise en délibéré.

### 28.1.11 Réclamations du fisc belge

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros de SUEZ-Tractebel, Groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel a introduit un recours administratif contre ces demandes et estime, sur la base des avis de ses conseils, qu'elles sont sans fondement.

Par ailleurs, l'administration fiscale belge a contesté l'application de la convention préventive de double imposition belgo-luxembourgeoise aux revenus réalisés au Luxembourg par les succursales EFTM et TCMS et les établissements stables des associés des associations en participation gérées par ces succursales, et a notifié un redressement de 107 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2005. Le Groupe estime infondée la position de l'administration et des réclamations administratives ont été introduites par les filiales concernées.

### 28.1.12 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'administration fiscale a contesté le traitement fiscal de la cession de créance de précompte opérée en 2005, pour un montant de 995 millions d'euros. La société entend contester la position de l'Administration qu'elle estime infondée et n'a en conséquence pas provisionné ses conséquences financières.

### 28.1.13 Réclamation du fisc américain

La filiale américaine de GSEI a récemment fait l'objet d'un contrôle fiscal par l'Administration fiscale américaine, qui a conclu principalement sur un rejet de la déduction d'intérêts d'emprunts contractés auprès de filiales du Groupe et auprès de banques. Une rectification de 260 millions d'USD a été notifiée au titre des exercices 2004 et 2005. Dans ce contexte, une provision a été comptabilisée sur l'exercice, et ce sous toute réserve et sans reconnaissance préjudiciable aucune. Nous contestons ladite rectification tant dans son principe que dans son montant et ferons valoir notre position par toute voie de droit.

## 28.2 Concurrence et concentrations

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente. Comme l'indique la Commission européenne dans son communiqué, «l'ouverture d'une procédure ne signifie pas que la Commission dispose de preuves attestant d'une infraction» mais qu'elle va conduire une enquête approfondie. L'enquête porte notamment sur la combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que sur d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation. À ce stade GDF SUEZ n'est pas en mesure de se prononcer sur les impacts éventuels de cette procédure initiée par la Commission européenne. Par ailleurs, le 11 juin 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission Européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier en ce qui concerne les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc MEGAL. GDF SUEZ a répondu par mémoire du 8 septembre 2008 ; une audition a eu lieu le 14 octobre 2008. Il appartient maintenant à la Commission européenne de se prononcer sur l'affaire. GDF SUEZ continuera d'apporter son entier concours à la Commission européenne dans la poursuite de ces deux procédures afin de faire valoir pleinement tous ses droits.

Le Groupe a reçu le 17 décembre 2008 une communication des griefs dans le dossier concernant sa prise de contrôle sur la Compagnie Nationale du Rhône. La Commission européenne reproche à GDF SUEZ de ne pas avoir notifié cette prise de contrôle dès fin 2003, date à laquelle, selon la Commission, le groupe

aurait dû savoir qu'il détenait le contrôle. Le mémoire en réponse a été déposé le 16 février 2009. L'issue de cette procédure n'aura aucun effet sur la prise de contrôle par le groupe sur la Compagnie nationale du Rhône, autorisée par la Commission le 29 avril 2008 ; la procédure ne porte en effet que sur des questions de procédure (délais). À ce stade GDF SUEZ n'est pas en mesure de se prononcer sur les impacts éventuels de cette procédure initiée par la Commission européenne.

En marge de l'enquête sectorielle dans le secteur de l'électricité et du gaz, clôturée le 10 janvier 2007, la Commission a terminé son examen des systèmes de contrats long terme conclus lors ou à l'occasion de privatisations de sociétés productrices d'électricité en Hongrie et en Pologne. Elle a invité les gouvernements hongrois et polonais à revoir ces systèmes, le cas échéant en indemnisant les parties prenantes à ces contrats. Le Groupe est directement concerné, puisque partie contractante en Hongrie (Dunamenti) et en Pologne (Polaniec). Le contrat polonais a pris fin à la date contractuellement prévue ; en Hongrie, les discussions se poursuivent avec le gouvernement hongrois sur les suites financières à donner à la résiliation, au 1er janvier 2009, du contrat avec MVM.

La Commission européenne a également entamé une enquête sur la durée des contrats de fourniture d'électricité conclus par certains producteurs européens dans leur marché historique. Electrabel, Groupe GDF SUEZ, coopère pleinement avec les services de la DG Concurrence dans ce dossier. L'enquête lancée par le Corps des rapporteurs auprès du Conseil belge de la concurrence sur la hausse de prix du gaz (contrats de fourniture retail) annoncée par Electrabel Customer Solutions au début de l'été 2007 a été clôturée, sans que le Corps des rapporteurs ne constate d'éléments pouvant indiquer une infraction dans le chef d'Electrabel.

En France, par une décision en date du 11 juillet 2002, le Conseil de la concurrence a considéré que l'existence de sociétés de distribution d'eau paritaires entre la Compagnie Générale des Eaux (filiale de Veolia Environnement) et la Lyonnaise des Eaux France (filiale de SUEZ Environnement Company) entraînait une situation de position dominante collective. Le Conseil de la concurrence n'a pas assorti sa décision de sanctions à l'encontre des deux sociétés mais a demandé au ministre de l'économie d'enjoindre aux deux sociétés de modifier ou de résilier les accords les ayant conduits à associer leurs moyens dans le cadre de leurs filiales communes afin de faire cesser l'entrave à la concurrence. Dans le cadre de l'instruction diligentée par le ministre de l'économie, il a été demandé aux deux sociétés de procéder à un décroisement capitalistique de leurs filiales communes. À la date du présent Document, Lyonnaise des Eaux France et Veolia Eau-Compagnie Générale des Eaux ont décidé de se conformer à la décision du ministre et, pour ce faire, ont conclu un accord de principe en date du 19 décembre 2008.

À la connaissance de la Société, il n'existe pas d'autre litige ou arbitrage susceptible d'avoir ou ayant eu dans un passé récent une incidence significative sur la situation financière, le résultat, l'activité et le patrimoine de la Société et du Groupe.

## NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

### 29.1 Émission de 3 emprunts obligataires

- GDF SUEZ a réalisé les 7 et 8 janvier une émission obligataire de 4,2 milliards d'euros souscrite plus de deux fois.

La transaction comporte trois tranches :

- une tranche 3 ans d'un montant de 1,75 milliard d'euros, coupon 4,375%, échéance 16 janvier 2012 ;
- une tranche 7 ans d'un montant de 1,5 milliard d'euros, coupon 5,625%, échéance 18 janvier 2016 ;
- une tranche 12 ans d'un montant de 1 milliard d'euros, coupon 6,375%, échéance 18 janvier 2021.

- GDF SUEZ a réalisé en janvier – février une émission obligataire publique de 750 millions d'euros sur les marchés belge et luxembourgeois. Annoncée initialement d'une taille minimum de 150 millions d'euros, elle a été souscrite plus de 4 fois et a été clôturée deux semaines avant la date prévue.

Il s'agit d'une obligation émise à 102% du pair, d'une durée de 6 ans échéant le 23 février 2015 et assortie d'un coupon de 5%.

- GDF SUEZ a réalisé le 3 février une émission obligataire de 700 millions de livres sterling, venant à échéance le 11 février 2021 et portant un intérêt de 6,125%.

### 29.2 Finalisation de la cession de SPE

GDF SUEZ a finalisé le 20 janvier la cession à Centrica de la totalité de ses titres dans la société belge SEGEBEL (soit 50% de SEGEBEL), société qui détient elle-même 51% du capital de SPE.

Le montant de la transaction s'élève à 515 millions d'euros. Un complément de prix pourrait être versé lors de l'entrée en vigueur des contrats conclus entre SPE et le Groupe en vertu des engagements pris vis-à-vis de l'État Belge.

Par cette opération, le Groupe finalise les engagements pris vis-à-vis de la Commission Européenne dans le cadre de la fusion entre Gaz de France et Suez.

### 29.3 Accord de financement au Brésil

La banque de développement du Brésil BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) a accordé un prêt de 7,2 milliards de reais (environ 2,44 milliards d'euros) sur 20 ans au consortium Energia Sustentavel do Brasil pour financer le projet Jirau, nouvelle centrale hydro-électrique d'une puissance de 3 300 MW. Il couvre 68,5 % des 3,3 milliards d'euros nécessaires à la construction de cette centrale. Pour mémoire, en mai 2008, le consortium constitué autour de GDF SUEZ (50,1 %) a fait une offre de 71,4 reais (27,5 euros) par MW /h dans le cadre d'un contrat de 30 ans avec les distributeurs d'électricité. Celle-ci représente un chiffre d'affaires garanti de 9,6 milliards d'euros sur 30 ans à partir de 2013.

**NOTE 30 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2008**

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
Branche Énergie France (BEF)										
COMPAGNIE NATIONALE DU RHÔNE (CNR) <sup>(a)</sup>	2, rue André Bonin – 69004 Lyon – France	49,9	49,9	49,3	47,9	47,9	47,9	IG	IG	IG
GDF SUEZ SA – DIRECTION ÉLECTRICITÉ	22, rue du Docteur Lancereaux – 75008 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF SUEZ SA – DIRECTION COMMERCIALE	22, rue du Docteur Lancereaux – 75008 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
SAVELYS	5, rue François 1er – 75418 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC

(a) Se reporter à la note 12.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Division Énergie Benelux et Allemagne (BEEI)</b>										
ELECTRABEL NEDERLAND NV	Dr Stolteweg 92 – 8025 AZ Zwolle – Pays-Bas	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
ELECTRABEL NEDERLAND SALES BV	Dr Stolteweg 92 – 8025 AZ Zwolle – Pays-Bas	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
ELECTRABEL DEUTSCHLAND AG	FriedrichstaBe 200 – 10117 Berlin – Allemagne	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
ÉNERGIE SAARLORLUX Gmbh	Richard Wagner Strasse 14 – 16, 66111 Saarbrücken – Allemagne	51,0	51,0	50,3	51,0	51,0	51,0	IG	IG	IG
ELECTRABEL	Boulevard du Regent, 8 – 1000 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	98,6	IG	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard du Regent, 8 – 1000 Bruxelles – Belgique	95,8	95,8	60,0	95,8	95,8	95,8	IG	IG	IG

## LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2008

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Division Énergie Europe (BEEI)</b>										
DUNAMENTI	Erömi ut 2 – 2442 Szazhalombatta – Hongrie	74,8	74,8	73,8	74,8	74,8	74,8	IG	IG	IG
ELECTRABEL POLSKA SA	Zawada 26 – 28-230 Polaniec – Pologne	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
TEESSIDE POWER LTD	Greystone Road – Grangetown – Middlesbrough TS6 8JF – Royaume-Uni	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
ROSIGNANO ENERGIA SPA	Via Piave n° 6 Rosignano Maritimo – Italie	99,5	99,5	98,1	99,5	99,5	99,5	IG	IG	IG
Groupe ACEA Electrabel <sup>(b) (c)</sup>	Piazzale Ostiense, 2 – 00100 Roma – Italie	40,6	40,6	40,0	40,6	40,6	40,6	IP	IP	IP
TIRRENO POWER SPA	47, Via Barberini – 00187 Roma – Italie	35,0	35,0	34,5	35,0	35,0	35,0	IP	IP	IP
SOCIÉTÉ DE DISTRIBUTIONS GAZ NATUREL DISTRIGAZ SUD SA	Bld Marasesti, 4-6, sector 4 – Bucarest – Roumanie	40,8	0,0	0,0	40,8	0,0	0,0	IG	NC	NC
EGAZ DEGAZ Zrt	Pulcz u. 44 – H 6724 – SZEGED – Hongrie	99,7	0,0	0,0	99,7	0,0	0,0	IG	NC	NC
SLOVENSKY PLYNARENSKY PRIEMYSEL (SPP)	Mlynské Nivy 44/a – 825 11 – Bratislava – Slovaquie	24,5	0,0	0,0	24,5	0,0	0,0	IP	NC	NC
AES ENERGIA CARTAGENA SRL	Ctra Nacional 343, P.K. 10 – El Fangal, Valle de Escombreras – 30350 Cartagena – Espagne	26,0	0,0	0,0	26,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GAZ DE FRANCE ESS (UK) Ltd	1 City Walk – LS11 9DX – Leeds – Royaume-Uni	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
CASTELNOU	Calle General Castanós 4 – 3a planta – 28004 Madrid – Espagne	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane 7 – 1200 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	98,6	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
ELECTRABEL ITALIA SPA	Via Orazio, 311 – 00193 Roma – Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
VENDITE – ITALCOGIM ÉNERGIE SPA	Via Spadolini, 7 – 20141 Milano – Italie	60,0	0,0	0,0	60,0	0,0	0,0	IG	NC	NC

(b) Pourcentage de détention dans la holding ACEA/ELECTRABEL.

(c) ALP ENERGIA ITALIA a été intégrée dans les comptes du Groupe ACEA Electrabel en 2006.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Division Énergie Internationale (BEEI)</b>										
TRACTEBEL ENERGIA(ex GERASUL)	Rua Antônio Dib Mussi, 366 Centro, 88015-110 Florianopolis, Santa Catarina – Brésil	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	68,7	IG	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27 – Peru	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	61,7	IG	IG	IG
GLOW (THAÏLANDE)	195 Empire Tower, 38th Floor-park Wing, South Sathorn Road, Yannawa, Sathorn, Bangkok 10120 – Thaïlande	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	69,1	IG	IG	IG
BAYMINA	Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliöy Mevkii, 06900 Polatki/Ankara – Turquie	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	IG	IG	IG
SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 – États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SUEZ LNG AMERICA	One Liberty Square, Boston, MA 02109 – États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 – États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 – États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG

## LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2008

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Branche Global Gaz et GNL (B3G)</b>										
E.F. OIL AND GAS LIMITED	33, Cavendish Square – W1G OPW – Londres – Royaume-Uni	22,5	0,0	0,0	22,5	0,0	0,0	IP	NC	NC
GDF SUEZ E&P UK LTD (GDF BRITAIN)	60, Gray Inn Road – Londres WC1X 8LU – Royaume- Uni	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Forusbeen 78 – Postboks 242 – 4066 Stavanger – Norvège	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF PRODUCTION NEDERLAND BV	Eleanor Rooseveltlaan 3 – 2719 AB Zoetermeer – Pays Bas	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GBMH	Waldstrasse 39 – 49808 Linden – Allemagne	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF SUEZ SA – NÉGOCE	22, rue du Docteur Lancereaux – 75008 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF INTERNATIONAL TRADING	2, rue Curnonsky – 75015 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GAZ DE FRANCE ENERGY DEUTSCHLAND GmbH	Friedrichstrasse 60 – 10117 Berlin – Allemagne	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GDF SUPPLY TRADING MARKETING NL BV	Eleanor Rooseveltlaan 3 – 2719 AB – Zoetermeer – Pays-Bas	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GASELYS	2, rue Curnonsky – 75015 Paris – France	51,0	0,0	0,0	51,0	0,0	0,0	IP	NC	NC
SUEZ LNG LIQUEFACTION SA	Avenue de la Liberté, 76 – L-1930 Luxembourg – Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Branche Infrastructures</b>										
La participation de GDF SUEZ dans Fluxys est désormais inférieure à 45% comme le Groupe s'y était engagé envers la Commission Européenne.										
GRUPE FLUXYS	Avenue des Arts, 31 – 1040 Bruxelles – Belgique	44,8	57,2	57,2	44,8	57,2	57,2	ME	IG	IG
STORENGY	22, rue du Docteur Lancereaux – 75008 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
ELENGY	22, rue du Docteur Lancereaux – 75008 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GrDF	6, rue Condorcet – 75009 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GRTGAZ	2, rue Curmionsky – 75015 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
ELIA SYSTEM OPERATOR – ESO	Boulevard de l'Empereur 20 – 1000 Bruxelles – Belgique	24,4	24,4	27,1	24,4	24,4	27,5	ME	ME	ME
GAZ DE FRANCE DEUTSCHLAND GmbH	ATRIUM – Friedrichstraße 60 – 10117 Berlin – Allemagne	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC

## LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2008

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Branche Services à l'Énergie (BSE)</b>										
ELYO	1, place des degrés – 92059 Paris La Défense Cedex – France	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
ELYO ITALIA	Via Miramare, 15 – 20126 Milan – Italie	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	IG	IG	IG
AXIMA France	46, boulevard de la Prairie du Duc – 44000 Nantes – France	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
AXIMA AG	12, Zürcherstrasse – 8401 Winterthur – Suisse	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
CPCU	185, rue de Bercy – 75012 Paris – France	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4	64,4	IG	IG	IG
FABRICOM SA	Rue de Gatti de Gamond 254 – 1180 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
ENDEL	1, place des degrés – 92059 Paris La Défense Cedex – France	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
FABRICOM GTI SA	Rue de Gatti de Gamond 254 – 1180 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
GROUPE GTI	Hogeweg 35A – 5301 LJ Zaltbommel – Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
INEO	1, place des degrés – 92059 Paris La Défense Cedex – France	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
GROUPE COFATECH	Bâtiment Séquoïa – 129, avenue Barthélémy Buyer – 69005 Lyon – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Branche Suez Environnement</b>										
GDF SUEZ détient 35% de Suez Environnement Company et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires représentant 47% du capital. Par conséquent Suez Environnement Company est consolidée en intégration globale.										
SUEZ ENVIRONNEMENT	1, rue d'Astorg – 75008 PARIS – France	35,5	100,0	100,0	35,5	100,0	100,0	IG	IG	IG
LYONNAISE DES EAUX France	11, place Édouard VII – 75009 PARIS – France	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
DEGREMONT	183, avenue du 18 juin 1940 – 92500 Rueil-Malmaison – France	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
HISUSA	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211 – 08018 Barcelona – Espagne	18,1	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	IP	IP	IP
AGBAR <sup>(d)</sup>	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211 – 08018 Barcelona – Espagne	16,3	51,0	25,9	51,0	51,0	48,5	IP	IP	IP
SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road, Maidenhead, Berkshire SL6 1ES – Royaume-Uni	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 D-50999, Köln – Allemagne	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SITA NEDERLAND BV	Mr. E.N. van Kleffensstraat 6, Postbuis 7009, NL – 6801 HA Amhem – Pays-Bas	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SITA France	123, rue des 3 Fontanot – 92000 Nanterre – France	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SITA SVERIGE AB	Kungsgardsleden – 26271 Angelholm – Suède	35,5	75,0	75,0	100,0	75,0	75,0	IG	IG	IG
LYDEC	20, boulevard Rachidi – Casablanca – Maroc	18,1	51,0	51,0	51,0	51,0	51,0	IG	IG	IG
UNITED WATER RESOURCES	200 Old Hook Road, Harrington Park New Jersey – États-Unis	35,5	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG

(d) Agbar est intégrée globalement dans Hisusa, elle-même intégrée proportionnellement dans GDF SUEZ (cf. note 2)

## LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2008

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Autres</b>										
SUEZ-TRACTEBEL	Place du Trône, 1 – 1000 – Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
GDF SUEZ SA – FONCTIONS HOLDING	22, rue du Docteur Lancereaux – 75008 Paris – France	100,0	0,0	0,0	100,0	0,0	0,0	IG	NC	NC
GIE – SUEZ ALLIANCE	16, rue de la Ville l'Évêque – 75383 Paris Cedex 08 – France	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SUEZ FINANCE SA	16, rue de la Ville l'Évêque – 75383 Paris Cedex 08 – France	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
COSUTREL	Place du trône, 1 – 1000 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
GENFINA	Place du trône, 1 – 1000 Bruxelles – Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG	IG
SI FINANCES	68, rue du Faubourg Saint-Honoré – 75008 Paris – France	0,0	100,0	100,0	0,0	100,0	100,0	NC	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt			% de contrôle			Méthode de consolidation		
		Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006	Déc. 2008	Déc. 2007	Déc. 2006
<b>Remèdes</b>										
La sortie de périmètre de Distrigaz a été constatée à compter du 1 <sup>er</sup> octobre 2008 suite à l'accord de vente avec ENI										
DISTRIGAZ	Rue de l'Industrie, 10 – 1000 Bruxelles – Belgique	0,0	57,2	57,2	0,0	57,2	57,2	NC	IG	IG
DISTRIGAZ & Co	Rue de l'Industrie, 10 – 1000 Bruxelles – Belgique	(e)	57,2	57,2	(e)	100,0	100,0	NC	IG	IG

(e) Distrigaz & Co a été cédée à Fluxys le 30 juin 2008 conformément aux engagements pris devant la commission européenne. Cette société est ainsi consolidée en mise en équivalence dans le groupe Fluxys à compter de 1<sup>er</sup> juillet 2008.

IG : Intégration Globale (filiale).

IP : Intégration Proportionnelle (coentreprise).

ME : Mise en Équivalence (entreprise associée).

NC : Non Consolidée



**GDF SUEZ**

Société anonyme au capital de 2 193 643 820 euros  
Siège social : 16-26, rue du Docteur Lancereaux  
75008 Paris France  
Tél. : +33 (0)1 57 04 00 00  
SIREN 542 107 651 RCS PARIS  
TVA FR 13 542 107 651

**[gdfsuez.com](http://gdfsuez.com)**