

GDF SUEZ

**Rapport Financier
Semestriel 2012**

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

Profil de GDF SUEZ

GDF SUEZ inscrit la croissance responsable au cœur de ses métiers (électricité, gaz naturel, services) pour relever les grands enjeux énergétiques et environnementaux : répondre aux besoins en énergie, assurer la sécurité d'approvisionnement, lutter contre les changements climatiques et optimiser l'utilisation des ressources.

Le Groupe propose des solutions performantes et innovantes aux particuliers, aux villes et aux entreprises en s'appuyant sur un portefeuille d'approvisionnement gazier diversifié, un parc de production électrique flexible et peu émetteur de CO₂ et une expertise unique dans quatre secteurs clés : le gaz naturel liquéfié, les services à l'efficacité énergétique, la production indépendante d'électricité et les services à l'environnement.

GDF SUEZ compte 217 550 collaborateurs dans le monde pour un chiffre d'affaires en 2011 de 90,7 milliards d'euros. Coté à Paris, Bruxelles et Luxembourg, le Groupe est représenté dans les principaux indices internationaux : CAC 40, BEL 20, DJ Stoxx 50, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe, ASPI Eurozone et ECPI Ethical Index EMU.

217 550 collaborateurs dans le monde*

- dont **60 700** dans l'électricité et le gaz,
- **77 350** dans les services à l'énergie,
- et **79 500** dans les services à l'environnement.

90,7 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2011.

118,2 GW de capacités de production électrique installées*.

Une présence dans près de **70** pays.

1 100 chercheurs et experts dans **9** centres R&D.

100 000 embauches entre 2011 et 2015 dont 50% en France et 10 000 en Belgique.

1^{er} groupe mondial dans le secteur des « utilities » (*Forbes Global 2000*).

1^{ère} marque mondiale du secteur des « utilities » (*Brand Finance Global 500*).

* Au 30 juin 2012.

	Pages		Pages
1	RAPPORT D'ACTIVITÉ	3	
1.	Évolution de l'activité et du résultat des opérations	3	
2.	Évolution des métiers du Groupe	6	
3.	Autres éléments du compte de résultat	14	
4.	Évolution de l'endettement net	15	
5.	Autres postes de l'état de situation financière	17	
6.	Transactions avec les parties liées	18	
7.	Description des principaux risques et incertitudes pour les 6 mois restant de l'exercice	18	
8.	Perspectives	18	
2	COMPTES CONSOLIDÉS	19	
	État de situation financière	19	
	Compte de résultat	21	
	État du résultat global	22	
	État des flux de trésorerie	23	
	État des variations des capitaux propres	24	
3	NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS	25	
	Informations relatives au Groupe GDF SUEZ	25	
	Note 1 Référentiel et principes comptables	25	
	Note 2 Principales variations de périmètre	27	
	Note 3 Information sectorielle	30	
	Note 4 Compte de résultat	34	
	Note 5 Goodwill et Immobilisations	38	
	Note 6 Instruments financiers	39	
	Note 7 Gestion des risques liés aux instruments financiers	44	
	Note 8 Litiges et concurrence	49	
	Note 9 Transactions avec les parties liées	51	
	Note 10 Événements postérieurs à la clôture	51	
4	DÉCLARATION DES PERSONNES RESPONSABLES DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL		53
5	RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE		55

Rapport d'activité

Les résultats du premier semestre 2012 du Groupe GDF SUEZ sont solides, marqués par des conditions climatiques plus favorables qu'au premier semestre 2011 mais aussi par un environnement économique et réglementaire toujours difficile, principalement dans les marchés matures où le Groupe opère.

Le **chiffre d'affaires** de 50,5 milliards d'euros est en progression brute de + 10,6% par rapport au premier semestre 2011 (croissance organique de + 8,8%). Cette croissance provient du fort développement du Groupe à l'international, de la progression des ventes chez Global Gaz & GNL, tant dans l'Exploration - Production qu'au sein des activités GNL et de la hausse du chiffre d'affaires des activités Energy Management et Trading.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 9,2 milliards d'euros, est en croissance brute de + 4,2% (croissance organique de + 3,7%). Cette progression brute s'explique par l'impact des mises en service dans tous les métiers du Groupe, une plus grande contribution de l'Exploration - Production et un effet climat plus favorable qu'au premier semestre 2011. Ces éléments de croissance permettent de compenser la perte d'EBITDA des sociétés cédées dans le cadre du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs du Groupe, les effets défavorables de l'évolution des *spread* gaz - électricité sur le facteur de charge du parc de centrales à gaz du Groupe ainsi que plus globalement les conséquences sur la performance du Groupe des conditions de marché difficiles dans les marchés matures où il opère.

Le **Résultat Opérationnel Courant** est en croissance brute de + 3,9% pour atteindre 5,4 milliards d'euros, impacté par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions résultant notamment des mises en service intervenues ces douze derniers mois.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 2,3 milliards d'euros, en recul par rapport à celui du 30 juin 2011. Le résultat net part du Groupe au 30 juin 2011 était favorablement impacté par des résultats de cessions, concernant principalement les cessions partielles des sociétés intercommunales en Belgique.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 2,5 milliards d'euros, est en augmentation de + 6,0% par rapport au premier semestre 2011. Cette amélioration s'explique par la progression du résultat opérationnel courant et par une charge d'impôts plus faible que l'an passé. Ces deux facteurs permettent de compenser l'augmentation de la charge de la dette nette et les conséquences du programme d'optimisation d'actifs du Groupe, à savoir :

- une diminution du résultat des sociétés mises en équivalence, principalement en lien avec les opérations réalisées en 2011 concernant les sociétés intercommunales en Belgique ;
- une croissance des intérêts minoritaires, à l'issue des opérations de partenariats stratégiques avec CIC d'une part (Exploration - Production) et CDC/CNP d'autre part (GRTgaz).

La **marge brute d'autofinancement opérationnelle** qui s'élève à 8,8 milliards d'euros, est en légère hausse par rapport au premier semestre 2011, essentiellement grâce à la progression de l'EBITDA.

La **dette nette**, qui s'établit à 45,1 milliards d'euros à fin juin 2012, intègre les conséquences de l'opération de rachat des minoritaires d'International Power. Elle est en ligne avec les données pro forma 2011 communiquées le 16 avril dernier, lors de l'annonce de la transaction.

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

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	50 535	45 678	10,6%
EBITDA	9 236	8 865	4,2%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(3 589)	(3 425)	
Charges nettes décaissées des concessions	(154)	(140)	
Paiements en actions	(58)	(69)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 436	5 231	3,9%

ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Le **chiffre d'affaires** du Groupe au 30 juin 2012 s'établit à 50,5 milliards d'euros, en hausse de + 10,6% par rapport au premier semestre 2011. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 8,8%.

Les effets de périmètre ont un impact de + 291 millions d'euros.

- Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 617 millions d'euros au chiffre d'affaires et correspondent essentiellement à la contribution du mois de janvier des actifs acquis d'International Power début février 2011 et à l'impact du rachat par la Branche Infrastructures de capacités de stockage de gaz naturel en Allemagne.
- Les sorties de périmètre concernent principalement les cessions d'EFOG (Exploration - Production) et des sociétés Eurawasser et Bristol Water au sein du périmètre de SUEZ Environnement.

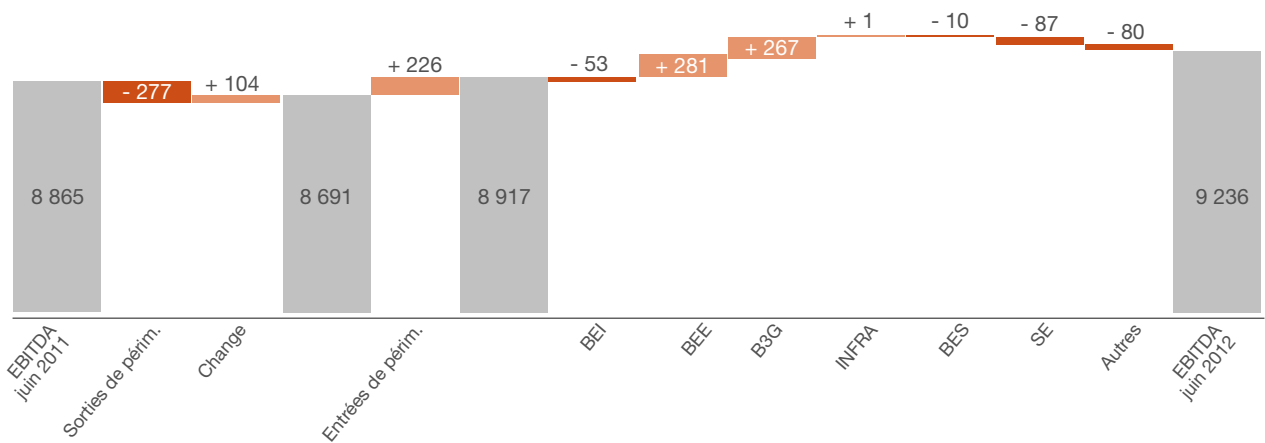
Les effets de change impactent positivement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de 515 millions d'euros, du fait principalement de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des Branches du Groupe est contrastée : en forte croissance chez Global Gaz & GNL, Infrastructures et Énergie Europe, en croissance modérée chez Énergie Services et en décroissance chez SUEZ Environnement et Énergie International.

L'**EBITDA** progresse de + 4,2% pour s'établir à 9,2 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en hausse de + 3,7%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact net faible de - 51 millions d'euros.

- Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 226 millions d'euros à l'EBITDA et correspondent aux événements déjà évoqués ci-avant.
- Les sorties de périmètre représentent 277 millions d'euros et concernent les mêmes objets que ceux cités ci-dessus.

Les impacts de change s'élèvent à + 104 millions d'euros.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à + 319 millions d'euros (+ 3,7%), et s'explique comme suit :

- pour la Branche Énergie International, l'EBITDA, qui s'établit à 2 164 millions d'euros, est en recul organique de - 2,5%. La contribution positive des mises en service, au Brésil et au Chili, et la croissance des pays émergents ne permettent pas de compenser les contractions de marge en Amérique du Nord et en Europe du fait de conditions de marché particulièrement défavorables. La Branche procède d'ailleurs sur ces marchés à une adaptation de son outil industriel, avec, au Royaume-Uni par exemple, des fermetures de centrales programmées ;
- l'EBITDA de la Branche Énergie Europe, à 2 485 millions d'euros, progresse en organique de + 12,8% sous les effets d'un climat plus favorable qu'au premier semestre 2011 et de meilleures conditions d'approvisionnement en gaz, partiellement compensés par la baisse des prix de marché de l'électricité et par la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique ;
- la Branche Global Gaz & GNL montre une forte croissance organique de son EBITDA à + 1 415 millions d'euros, soit + 24,2%, portée par les activités d'Exploration - Production (effets volumes et effets prix favorables) et par une augmentation significative des opérations de reroutage de cargos GNL, notamment vers l'Asie. La croissance brute de cette Branche est impactée négativement par la cession, en fin d'année 2011, de la participation du Groupe dans le champ d'Elgin Franklin (EFOG) ;

- l'EBITDA de la Branche Infrastructures, à 1 718 millions d'euros, est stable en organique, le retour à des conditions climatiques plus favorables sur la période permettant notamment de compenser certains alourdissements de charges ;
- la Branche Énergie Services connaît une quasi-stabilité organique de son EBITDA (- 1,9% et 531 millions d'euros à fin juin 2012), ce qui démontre sa capacité à faire face à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés européens ;
- SUEZ Environnement, avec un EBITDA de 1 133 millions d'euros, est en recul organique (- 7,2%), en raison notamment de la dégradation de l'activité économique qui affecte significativement les volumes traités et le cours des matières secondaires pour les activités de propreté en Europe. L'agrégat est également impacté par les surcoûts constatés sur la construction d'une usine à Melbourne.

Le **Résultat Opérationnel Courant** est en croissance brute de + 3,9% par rapport au 30 juin 2011 et s'établit à 5,4 milliards d'euros. Hors effets de change et de périmètre, l'indicateur est en croissance organique de + 5,1%. Cette hausse est liée à la croissance de l'EBITDA, plus forte que l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, celle-ci résultant principalement de l'effet des mises en service intervenues sur ces douze derniers mois.

2. ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

2.1 BRANCHE ÉNERGIE INTERNATIONALE

30 juin 2012

En millions d'euros	Amérique Latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie	Total*
Chiffre d'affaires	1 981	2 119	1 787	630	1 089	522	8 129
EBITDA	863	517	298	144	201	200	2 164
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(233)	(208)	(128)	(16)	(56)	(72)	(713)
Paiements en actions							(3)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	630	309	169	128	145	128	1 448

* La Branche Énergie Internationale dispose par ailleurs d'une fonction « siège », dont les contributions ne sont pas détaillées dans le tableau ci-dessus.

Au premier semestre 2012, le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Internationale atteint 8 129 millions d'euros, en croissance brute de + 6,9% (variation organique de - 2,6%) principalement générée par :

- un effet périmètre de + 337 millions d'euros résultant de la contribution du mois de janvier des actifs acquis d'International Power début février 2011 ;
- la croissance organique en Amérique Latine : + 5,9%, essentiellement en raison de la mise en service de centrales électriques au Brésil et au Chili ;
- une forte croissance organique en Asie : + 23,0%, principalement du fait du développement de l'activité en Thaïlande, lié à l'entrée en fonctionnement de la Phase 5 de Glow SPP en août 2011 ;
- une décroissance organique en Amérique du Nord : - 17,6%, liée à la baisse générale des prix affectant principalement l'activité production d'électricité et la vente d'énergie *retail*.

Sur cette période, l'**EBITDA** a connu une augmentation brute de + 5,2%, atteignant 2 164 millions d'euros, principalement du fait des effets périmètre positifs de + 96 millions d'euros et des taux de change favorables. L'activité organique est en recul de - 2,5% reflétant des conditions de marchés défavorables dans les marchés matures où la Branche opère, principalement en Europe et en Australie.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la Branche Énergie Internationale s'élève à 1 448 millions d'euros, en augmentation comparé au premier semestre 2011 (+ 12,5% de croissance brute et + 7,3% de croissance organique). Cette augmentation reflète, outre l'évolution de l'EBITDA, l'impact des mises en service sur les amortissements, ainsi que les ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power, principalement en Australie.

30 juin 2011

Amérique Latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie	Total*	Variation brute en %
1 843	2 355	1 565	578	811	449	7 601	6,9%
863	487	287	153	165	162	2 056	5,2%
(201)	(228)	(181)	(38)	(41)	(86)	(777)	
					1	9	
662	259	106	115	123	77	1 287	12,5%

Amérique Latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique Latine est en progression brute de + 137 millions d'euros à 1 981 millions d'euros. La croissance organique du chiffre d'affaires de + 110 millions d'euros (+ 5,9%) s'explique entre autres par la mise en service progressive des premières unités de la centrale hydraulique d'Estreito au Brésil à partir du mois d'avril 2011 (1 088 MW), associée à l'augmentation du prix de vente moyen, liée notamment à l'inflation. À noter également, une contribution supplémentaire des mises en services des centrales CTA et CTH au Chili (mi-2011 pour 264 MW).

Les ventes d'électricité sont en augmentation de + 1,9 TWh et s'élèvent à 26,4 TWh. Les ventes externes de gaz sont en diminution de - 1,0 TWh à 6,5 TWh, principalement au Chili.

L'**EBITDA** est stable, s'établissant à 863 millions d'euros. La croissance organique, de + 9 millions d'euros, s'explique principalement par la mise en service des premières unités de la centrale hydraulique d'Estreito et par l'augmentation des prix moyens au Brésil, ces effets étant compensés par :

- la fin de conditions exceptionnelles sur certains contrats en 2011 au Chili ;
- les compensations enregistrées au cours de l'exercice précédent du fait du retard de la mise en service de la centrale charbon de Bahia Las Minas au Panama.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'établit à 630 millions d'euros, en variation organique de - 19 millions d'euros (- 2,9%). Cette diminution reflète principalement l'augmentation des amortissements suite aux mises en service des centrales d'Estreito au Brésil et CTA/CTH au Chili.

Amérique du Nord

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord atteint 2 119 millions d'euros, en recul organique de - 446 millions d'euros (- 17,6%). Ce recul s'explique par la baisse des prix du gaz naturel sur le marché NYMEX, impactant à la baisse les prix de l'électricité et réduisant les résultats provenant des ventes de gaz.

Les ventes d'électricité de la région Amérique du Nord atteignent 37,4 TWh au premier semestre 2012 en baisse de - 0,6 TWh, tandis que l'ensemble des ventes de gaz naturel hors Groupe s'établissent à 27,9 TWh, en baisse de - 4,2 TWh.

L'**EBITDA** atteint 517 millions d'euros, en variation organique de - 13 millions d'euros (- 2,5%). La bonne performance de l'activité gaz (+ 25 millions d'euros), suite à une compensation reçue dans le cadre d'une fin de contrat au Mexique, est impactée par :

- la baisse des prix au sein de l'activité production d'électricité (diminution organique de - 22 millions d'euros soit - 6,6%), générale sur les différents marchés où le Groupe opère, à l'exception du marché ERCOT (Texas). Ces effets prix ne sont que partiellement compensés par le paiement d'une indemnité d'assurance complémentaire relative à un incident technique sur la centrale de Northfield Mountain en 2010 ;
- la moindre performance de l'activité de vente d'énergie *retail* (- 21 millions d'euros), avec des volumes traités stables mais des marges unitaires moins élevées.

Le **Résultat Opérationnel Courant** atteint 309 millions d'euros, avec une croissance organique de + 34 millions d'euros (+ 12,3%), bénéficiant de la réduction des amortissements des centrales de Choctaw et Hot Spring à la suite de leur comptabilisation en actifs classés comme détenus en vue de la vente.

Royaume-Uni et Autres Europe

Le **chiffre d'affaires** de la région Royaume-Uni et Autres Europe atteint 1 787 millions d'euros, en variation organique de - 37 millions d'euros (- 2,3%).

Les ventes d'électricité sont en légère augmentation de + 0,4 TWh et s'élevèrent à 17,8 TWh. Les ventes externes de gaz sont en diminution de - 1,2 TWh à 12,2 TWh.

Au Royaume-Uni, le niveau de production d'électricité plus faible est partiellement compensé par une augmentation des prix et des volumes dans l'activité *retail*.

L'**EBITDA** s'établit à 298 millions d'euros, représentant une variation organique de - 49 millions d'euros (- 16,6%). Les actifs de production d'électricité au Royaume-Uni ont souffert de conditions de marché dégradées, dont l'effet a été partiellement compensé par la bonne performance de la vente de services auxiliaires de First Hydro. Dans ce contexte défavorable, le Groupe a fermé la centrale de Shotton (210 MW) en juin 2012 et va fermer celle de Derwent (210 MW) d'ici fin 2012.

En Europe continentale, les éoliennes ont bénéficié de conditions météorologiques favorables, principalement en Italie, tandis que les centrales hydrauliques en Espagne ont souffert d'un manque de précipitations.

Le **Résultat Opérationnel Courant** atteint 169 millions d'euros, en croissance organique de + 37 millions d'euros (+ 34,7%). La diminution de l'EBITDA est compensée par des ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power.

Moyen-Orient, Turquie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Moyen-Orient, Turquie et Afrique a connu une croissance organique de + 30 millions d'euros (+ 5,2%) atteignant 630 millions d'euros. Cette croissance est tirée par une augmentation des ventes de gaz en Turquie, ainsi que par un accroissement du chiffre d'affaires de la centrale de Baymina (Turquie), mais sans effet sur les marges.

L'**EBITDA** atteint 144 millions d'euros, soit une variation organique de - 4 millions d'euros (- 2,5%). Cette diminution est principalement liée à une disponibilité moindre de la centrale de Sohar.

Le **Résultat Opérationnel Courant** atteint 128 millions d'euros, en variation organique de + 17 millions d'euros (+ 15,8%), bénéficiant de la réduction des amortissements de la centrale Hidd Power Company (Bahreïn) à la suite de la comptabilisation en actifs classés comme détenus en vue de la vente et, désormais, à sa consolidation par mise en équivalence suite à sa cession partielle.

Asie

L'activité de la région Asie a fortement augmenté au cours du premier semestre 2012, avec un **chiffre d'affaires** en hausse organique de + 199 millions d'euros (+ 23,0%) atteignant 1 089 millions d'euros. Les ventes d'électricité sont en augmentation de + 1,2 TWh et s'établissent à 12,0 TWh.

La Thaïlande est le principal vecteur de croissance, principalement du fait de la progression de l'activité de Glow Energy (+ 127 millions d'euros de croissance brute), malgré une situation nationale impactée par les conséquences des inondations en 2011. La région a également bénéficié de l'augmentation des ventes de Senoko à Singapour (+ 121 millions d'euros de croissance brute).

L'**EBITDA** s'établit à 201 millions d'euros, en augmentation organique de + 17 millions d'euros (+ 9,6%). Cette croissance s'explique par une hausse de l'activité, malgré une augmentation des coûts opérationnels à Singapour et une répercussion partielle des prix des combustibles dans les prix de vente de l'électricité en Thaïlande suite aux inondations de 2011.

Le **Résultat Opérationnel Courant**, à 145 millions d'euros, a enregistré une croissance organique de + 6 millions d'euros (+ 4,5%) malgré des charges d'amortissement plus importantes chez Senoko.

Australie

Le **chiffre d'affaires** de la région Australie s'élève à 522 millions d'euros, en recul organique de - 62 millions d'euros (- 12,8%). Cette contraction s'explique par des baisses de consommation impactant l'activité *retail*, par des conditions climatiques défavorables et par le recul des prix de l'électricité.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de + 1,3 TWh et s'établissent à 11,9 TWh.

L'**EBITDA**, à 200 millions d'euros, est en décroissance organique de 12 millions d'euros par rapport au premier semestre 2011. Cette décroissance provient principalement de conditions météorologiques défavorables.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'établit à 128 millions d'euros, en croissance organique de + 24 millions d'euros (+ 28,4%) principalement liée aux amortissements et aux ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power.

2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE

En millions d'euros	30 juin 2012			30 juin 2011			Variation brute en %
	Total *	Dont Central Western Europe (CWE)	Dont Autres Europe	Total *	Dont Central Western Europe (CWE)	Dont Autres Europe	
Chiffre d'affaires	24 269	19 620	4 649	21 323	17 363	3 960	13,8%
EBITDA	2 485	2 031	523	2 252	1 733	571	10,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(830)	(607)	(222)	(808)	(580)	(226)	
Paiements en actions	(8)	(7)		(10)	(8)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 647	1 417	301	1 434	1 145	345	14,9%

* Dont frais de Branche.

La nouvelle Branche Énergie Europe regroupe toutes les activités anciennement portées par la Branche Énergie France, les activités européennes de la Branche Énergie Europe & International (à l'exception de celles d'International Power) et les activités Approvisionnements et Ventes Grands Comptes de la Branche Global Gaz & GNL.

Volumes vendus

En TWh	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
Ventes de gaz	380	349	8,9%
Vente d'électricité	105	94	11,7%

Le **chiffre d'affaires** contributif de la Branche Énergie Europe s'établit à 24 269 millions d'euros, en progression de + 13,8%. Les ventes de gaz atteignent 380 TWh dont 75 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 105 TWh. À fin juin, la Branche sert plus de 16 millions de clients particuliers en gaz et plus de 5 millions en électricité.

L'**EBITDA** de la Branche progresse de plus de + 10% à 2 485 millions d'euros. Le premier semestre, soutenu par un effet climat favorable, a bénéficié des premiers effets de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du Groupe malgré la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique, la baisse des prix de marché de l'électricité et un effet périmètre défavorable en Italie (cession de G6 Rete Gas au second semestre 2011).

Le **Résultat Opérationnel Courant** suit une évolution favorable similaire à celle de l'EBITDA.

Central Western Europe (CWE)

Le **chiffre d'affaires** contributif de CWE s'établit à 19 620 millions d'euros, en progression de + 13%, les bonnes performances en France, Allemagne et Pays-Bas excédant le tassement des ventes en Belgique.

L'**EBITDA** de CWE progresse de plus de + 17% sous l'effet notamment d'un climat favorable, de la non-reconduction du retard tarifaire constaté en France à la même période l'an passé, de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz, partiellement compensés par la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique et la baisse des prix de marché de l'électricité.

Le **Résultat Opérationnel Courant** suit une évolution favorable similaire à celle de l'EBITDA.

CWE France

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	9 647	8 059	19,7%
EBITDA	815	619	31,8%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(246)	(219)	
Paiements en actions	(3)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	566	396	42,9%

VOLUMES VENDUS

En TWh	30 juin 2012	30 juin 2011 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽²⁾	172,2	161,4	7%
Vente d'électricité	26,5	18,3	45%

(1) Données pro forma incluant notamment les Ventes Grands Comptes gaz en France, comptabilisées dans la Branche Global Gaz & GNL dans la présentation des résultats 2011.

(2) Données contributives Branche.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	+ 2,4	- 16,1	18,5

À fin juin 2012, le **chiffre d'affaires** contributif de GDF SUEZ Énergie France s'établit à 9 647 millions d'euros. Cet agrégat est en progression de + 1 588 millions d'euros par rapport à celui pro forma de fin juin 2011.

Les **ventes de gaz** naturel progressent de + 11 TWh du fait principalement de la différence de climat entre les deux semestres. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 87% sur le marché des particuliers et d'environ 62% sur le marché d'affaires.

Les **ventes d'électricité** progressent de + 8 TWh grâce à la croissance des ventes sur marché liée à l'augmentation de la production d'électricité. La production d'électricité atteint en effet 17,2 TWh (+ 1,8 TWh) avec les mises en service de fermes éoliennes, une meilleure hydraulité qu'en 2011 (le premier semestre 2011 avait été particulièrement sec), compensées en partie par la baisse de production des centrales au gaz (conditions de marché défavorables).

L'**EBITDA** progresse de + 196 millions d'euros principalement du fait du climat 2012 plus favorable que celui de 2011 (impact positif sur les ventes de gaz et l'hydraulité) qui fait plus que compenser la baisse des prix de marché de l'électricité.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'améliore de 170 millions d'euros en raison de la progression de l'EBITDA, diminuée de l'accroissement des amortissements (nouveaux parcs éoliens) et de l'impact de reprises de provisions en 2011.

CWE Benelux – Allemagne

Le **chiffre d'affaires** de Benelux – Allemagne s'établit à 7 691 millions d'euros, en léger retrait de - 2% par rapport à 2011. Les volumes d'électricité vendus s'élèvent à 53,4 TWh, en baisse de 8% sous l'effet du tassement des ventes en Belgique. La

production d'électricité s'élève à 36,7 TWh en retrait de - 2,5 TWh, en raison notamment d'une baisse de la production aux Pays-Bas, conséquence de *spreads* défavorables sur les unités gaz.

- En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent avec des volumes en retrait de - 10% à 43,9 TWh principalement liés à des pertes de clients professionnels.
- Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont stables à 4,7 TWh.
- En Allemagne, les ventes d'électricité augmentent de plus de 4% à plus de 4,8 TWh du fait d'une meilleure disponibilité du parc.

Les ventes de gaz présentent des volumes vendus en baisse de - 6,9 TWh (- 9%), en raison de pertes de clients principalement sur le segment Business et Grands Comptes, partiellement compensées par des conditions climatiques plus froides.

L'**EBITDA** de Benelux-Allemagne est en progression de + 11,7%, la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique étant compensée par un climat plus favorable et une amélioration de la rentabilité aux Pays-Bas et en Allemagne.

Le **Résultat Opérationnel Courant** suit une évolution favorable similaire à celle de l'EBITDA.

Autres Europe

La zone Autres Europe voit son **chiffre d'affaires** progresser de + 17%, portée par une activité soutenue en Italie et en Roumanie.

L'**EBITDA** Autres Europe est en retrait de - 8%, pénalisé par un effet de périmètre défavorable (cession de G6 Rete Gas au second semestre 2011).

2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	2 494	1 604	55,5%
<i>Chiffre d'affaires total (yc opérations intra-groupe)</i>	4 252	3 534	20,3%
EBITDA	1 415	1 246	13,6%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(674)	(557)	
Paiements en actions	(1)	(2)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	740	687	7,6%

La Branche Global Gaz & GNL regroupe désormais les activités d'exploration-production et de ventes de GNL. Les activités d'approvisionnements et de ventes aux grands comptes ont en effet été transférées à la Branche Énergie Europe.

Le **chiffre d'affaires** contributif s'élève à 2 494 millions d'euros, en hausse brute de 890 millions d'euros (+ 55,5%) par rapport à 2011, dont 886 millions d'euros de croissance organique (+ 57,6%).

Les effets de périmètre sont négatifs pour 42 millions d'euros (cession d'EFOG en décembre 2011 partiellement compensées par l'acquisition de 20 % de Njord en juillet 2011, la cession d'Atlantic LNG en décembre 2011 n'ayant pas d'impact sur le chiffre d'affaires), tandis que les effets change sont positifs de 47 millions d'euros.

Le chiffre d'affaires contributif a été globalement porté par la forte progression de l'activité de l'Exploration - Production, ainsi que de l'activité GNL avec :

- une hausse du niveau de la production d'hydrocarbures de l'Exploration - Production soutenue par la production du champ de Gjøa en Norvège et l'impact de la hausse du prix des commodités. La production totale d'hydrocarbures à fin juin 2012 est en hausse de 1,1 Mbep ⁽¹⁾, à 30,9 Mbep contre 29,8 Mbep à fin juin 2011 ;

- une progression des ventes externes de GNL de 11 TWh, soit 31 TWh totalisant 34 cargaisons dont 20 vers l'Asie à fin juin 2012 contre 19 TWh totalisant 21 cargaisons dont 10 vers l'Asie à fin juin 2011, et de l'impact de la hausse du prix des commodités.

Au 30 juin 2012, l'**EBITDA** de la Branche Global Gaz & GNL s'établit à 1 415 millions d'euros contre 1 246 millions d'euros à fin juin 2011, en croissance brute de 169 millions d'euros (+ 13,6%), dont 267 millions d'euros de croissance organique (+ 24,2%). Cette croissance est portée par l'activité Exploration - Production avec l'évolution favorable du prix des commodités constatée sur la période et à la hausse de la production du champ de Gjøa en Norvège, ainsi que par la meilleure performance de l'activité GNL, notamment sur l'Asie.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'élève à 740 millions d'euros à fin juin 2012, en croissance brute de 53 millions d'euros (+ 7,6%).

2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	932	691	35,0%
<i>Chiffre d'affaires total (yc opérations intra-groupe)</i>	3 147	2 949	6,7%
EBITDA	1 718	1 669	2,9%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(632)	(582)	
Paiements en actions	(0)	(2)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 087	1 086	0,1%

(1) Hausse de + 3,6 Mbep en contributif Groupe soit 23,4 Mbep à fin juin 2012 vs 19,8 Mbep à fin juin 2011 (moindres ventes internes liées principalement à la cession d'EFOG).

ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

Le **chiffre d'affaires** total de la Branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 3 147 millions d'euros, en hausse de + 6,7% par rapport à 2011, sous l'effet principalement de l'augmentation des opérations d'achat-vente de gaz réalisées pour maintenir les performances techniques et physiques des stockages dans un contexte marqué par une moindre commercialisation des capacités en France et d'un climat plus froid (versus un climat chaud en 2011).

L'évolution du chiffre d'affaires reprend également les éléments suivants :

- la hausse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus froid au premier semestre 2012 qu'à la même période en 2011 (+ 21 TWh) ;
- la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (baisse de - 1,85% au 1^{er} juillet 2011) ;
- la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport au 1^{er} avril 2011 (hausse de + 2,9%) et au 1^{er} avril 2012 (hausse de + 6,5%) ;
- l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août dernier. GDF SUEZ devient ainsi numéro 1 en Europe en termes de vente de capacités de stockage.

Dans le même contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 932 millions d'euros, en progression de + 35,0% par rapport à juin 2011. Cette croissance contributive traduit :

- l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août dernier ;
- le développement des activités de transport, stockage et *terminalling* pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- l'accroissement des opérations d'achat-vente de gaz pour maintenir les performances des stockages.

L'**EBITDA** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 718 millions d'euros, en hausse de + 2,9% par rapport à juin 2011, bénéficiant d'un retour à un climat plus froid mais pénalisé par des effets prix sur les charges de personnel.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 087 millions d'euros, stable par rapport à juin 2011.

2.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	7 392	7 087	4,3%
EBITDA	531	540	- 1,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(150)	(144)	
Charges nettes décaissées des concessions	(17)	(11)	
Paiements en actions	(6)	(8)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	358	377	- 5,0%

Le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Services progresse de + 4,3% à 7 392 millions d'euros au premier semestre 2012, soit une croissance brute de + 305 millions d'euros.

La progression organique ressort à + 3,6% et s'explique par :

- la progression de l'activité des réseaux en France (+ 5,3%) avec en particulier les effets positifs des hausses tarifaires et du retour à un climat plus froid sur ce premier semestre ;
- la croissance des activités Installations en France (+ 5,9%) et au Benelux (+ 5,9%) et dans une moindre mesure des activités de Services en France (+ 2,2%), cette croissance s'étant d'ailleurs essentiellement réalisée sur le premier trimestre de l'année ;
- la stabilité du pôle International (+ 0,8%) avec des résultats contrastés selon les zones géographiques (croissance en Europe du Nord et au Grand International, baisse en Europe du Sud) ;

- la baisse de l'activité d'ingénierie (- 4,9%) qui subit le ralentissement des investissements dans l'énergie en Europe, qu'elle arrive cependant en partie à compenser par le développement des contrats au grand international.

L'**EBITDA** de la Branche Énergie Services diminue de - 1,7% à 531 millions d'euros au premier semestre 2012, soit une baisse de - 9 millions d'euros. La baisse organique s'établit à - 10 millions d'euros et s'explique par les éléments défavorables suivants :

- l'impact non récurrent, relatif à une indemnité de 17 millions d'euros, ayant impacté positivement l'EBITDA du premier semestre 2011 des activités de cogénération en Italie ;
- la fin de certains contrats de cogénération gaz en France (- 14 millions d'euros) ;

- des effets de pincement tarifaire pour les activités de cogénération et de réseaux de chaleur en France (- 8 millions d'euros) ;
- des contractions de marges, notamment en ingénierie.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- les effets du retour à des conditions climatiques plus froides ;
- l'impact positif de la mise en service en mai 2011 de la barge de forage SWIFT exploitée pour le compte de SHELL, de la bonne performance de l'activité Oil & Gas au Royaume-Uni et de la bonne tenue des activités Installation et Services en Belgique.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'établit à 358 millions d'euros. Son évolution suit celle de l'EBITDA de la Branche. Elle est également impactée par l'augmentation des charges nettes décaissées des concessions et le contexte macro-économique difficile en Europe.

2.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	7 318	7 373	- 0,7%
EBITDA	1 133	1 232	- 8,1%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(524)	(529)	
Charges nettes décaissées des concessions	(137)	(128)	
Paiements en actions	(12)	(14)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	460	561	- 18,0%

Le **chiffre d'affaires** du premier semestre 2012 s'élève à 7 318 millions d'euros, en repli de - 0,7% par rapport à 2011 et en décroissance organique de - 1,4%. Eau Europe bénéficie d'une croissance de + 2,5% imputable à des effets tarifaires favorables sur les trois principaux pays et à des volumes en hausse au Chili et en Espagne, malgré une érosion mesurée en France. Propreté Europe est en croissance de + 1,4% soutenue par une résistance des prix en France, l'augmentation des taxes et le redémarrage d'unités de traitement arrêtées en 2011 au Royaume-Uni et une importante activité de construction sur le semestre (France, Royaume-Uni) tandis que les volumes sont en repli en raison d'une production industrielle européenne qui s'est dégradée au second trimestre. L'International recule de - 9,0% en raison des surcoûts afférents au chantier de construction de Melbourne (perte à terminaison) mais bénéficie d'une activité bien orientée en Amérique du Nord, en Asie-Pacifique (Chine et Australie), en Europe Centrale (Propreté Pologne) et au Maghreb (Eau et Propreté Maroc).

L'**EBITDA** s'élève à 1 133 millions d'euros, en repli organique de - 7,2% par rapport à 2011 en raison de la dégradation généralisée de l'activité économique de la Propreté Europe (- 14,6%) qui se

traduit par un repli de - 3,2% des volumes traités sur le semestre, et des surcoûts constatés sur la construction de l'usine de Melbourne. Hors Melbourne, l'EBITDA de l'International est en repli de - 6,3% sous l'effet d'un ralentissement de l'activité de Degrémont (Maghreb et Proche-Orient) qui est partiellement compensé par des volumes et tarifs en hausse en Amérique du Nord. Dans l'Eau Europe, la progression de + 3,4% est sous-tendue par un bon premier semestre au Chili (volumes et prix) et des indices en progression appliqués à des volumes respectivement en légère progression et diminution en Espagne et en France.

L'EBITDA bénéficie en outre des économies du plan de performance à hauteur de 60 millions d'euros sur le premier semestre 2012.

Le **Résultat Opérationnel Courant** est en recul de - 18% par rapport au premier semestre 2011 à 460 millions d'euros. Cette évolution traduit principalement la prise en compte de provisions complémentaires au deuxième trimestre (83 millions d'euros) sur l'affaire Melbourne et le ralentissement de l'activité Propreté en Europe.

La performance opérationnelle du premier semestre 2012 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement.

2.7 AUTRES

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
EBITDA	(209)	(130)	- 60,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(67)	(28)	
Paiements en actions	(28)	(43)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	(303)	(201)	- 50,7%

Le recul de l'EBITDA de la Branche Autres au 30 juin 2012 (- 79 millions d'euros) s'explique par la non-reconduction d'éléments favorables non récurrents ayant impacté l'agrégat au cours du premier semestre 2011.

L'évolution du **Résultat Opérationnel Courant** s'explique par les mêmes raisons.

3. AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011	Variation brute en %
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 436	5 231	3,9%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	295	(95)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(361)	(63)	
Restructurations	(78)	(51)	
Effets de périmètre	33	592	
Autres éléments non récurrents	243	51	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5 569	5 664	- 1,7%
Résultat financier	(1 528)	(1 075)	
Impôts sur les bénéfices	(1 208)	(1 371)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	261	300	
RÉSULTAT NET	3 094	3 519	- 12,1%
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	763	781	
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	2 331	2 738	- 14,9%

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 5 569 millions d'euros, en recul (- 1,7%) par rapport au premier semestre 2011, en raison notamment des impacts positifs non récurrents constatés en 2011 relatifs aux effets de périmètre.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact positif de 295 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de 95 millions d'euros au 30 juin 2011. L'impact de la période résulte

principalement de l'effet positif du débouclage de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2011.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- des pertes de valeur sur actifs pour 361 millions d'euros, dont une perte de valeur de 80 millions d'euros constatée par le Groupe sur ses titres cotés ACEA, et des dépréciations d'actifs pour un montant total de 279 millions d'euros, dont 90 millions d'euros sur la centrale de Wilhelmshaven suite au remplacement de pièces défectueuses, 42 millions d'euros sur des actifs de

production d'électricité en Grèce compte tenu du contexte économique actuel du pays ainsi que des problèmes techniques sur une centrale à cycle combiné, et 25 millions d'euros suite à l'annonce en début d'année de la fermeture de centrales au Royaume-Uni (Shotton et Derwent) ;

- des charges de restructuration de 78 millions d'euros, avec notamment 35 millions d'euros chez SUEZ Environnement ;
- des « Effets de périmètre » (résultats de cession de titres consolidés ou de réévaluation résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élevaient à 33 millions d'euros et correspondent essentiellement au résultat de cession de Eurawasser ;
- des « Autres éléments non récurrents » pour un montant de 243 millions d'euros au 30 juin 2012, correspondant principalement au produit lié à la réduction de l'amende dans le cadre de la procédure « Mégal ».

Le résultat financier au 30 juin 2012 s'établit à - 1 528 millions d'euros, contre - 1 075 millions d'euros au 30 juin 2011. Cette évolution s'explique principalement par des éléments non récurrents que sont, d'une part, la hausse de la valorisation du dérivé incorporé de l'obligation convertible US d'International Power, notamment suite à la variation du cours de l'action après l'offre de rachat des 30% restant par le Groupe, et d'autre part, l'impact de la baisse des taux sur le portefeuille de dérivés taux fixe non qualifiés de couverture.

Le taux effectif d'imposition, corrigé des résultats de cession, des dépréciations d'actifs non déductibles et autres éléments non récurrents, s'établit à 30,9% au 30 juin 2012 contre 33,9% au 30 juin 2011.

La baisse du taux effectif d'impôt provient notamment :

- de la charge d'impôts différés enregistrée en 2011 suite à l'augmentation de 12 points de l'imposition des activités d'Exploration - Production au Royaume-Uni, sans équivalent sur ce semestre ;
- d'un produit d'impôt différé non récurrent de 90 millions d'euros comptabilisé sur le 1^{er} semestre 2012 au titre de nos activités dans la production d'électricité en Australie, consécutivement à un nouveau dispositif fiscal récemment introduit ;
- de l'augmentation de la contribution au titre des activités nucléaires en Belgique. Compte tenu des déclarations récentes du gouvernement belge et du projet de loi budgétaire, la part de la contribution supportée par le Groupe au titre de ses activités nucléaires en Belgique sur l'exercice 2012 est estimée à ce stade à 469 millions d'euros en base annuelle, et celle du secteur à 550 millions d'euros. La charge d'impôt comptabilisée au 30 juin 2012 tient donc compte de cette augmentation. GDF SUEZ contestera ces mesures par toutes voies de droit.

La quote-part de résultat des entreprises associées est en baisse de 39 millions d'euros par rapport au 30 juin 2011. Cette évolution s'explique principalement par les opérations et annonces intervenues en 2011 sur les intercommunales wallonnes et flamandes.

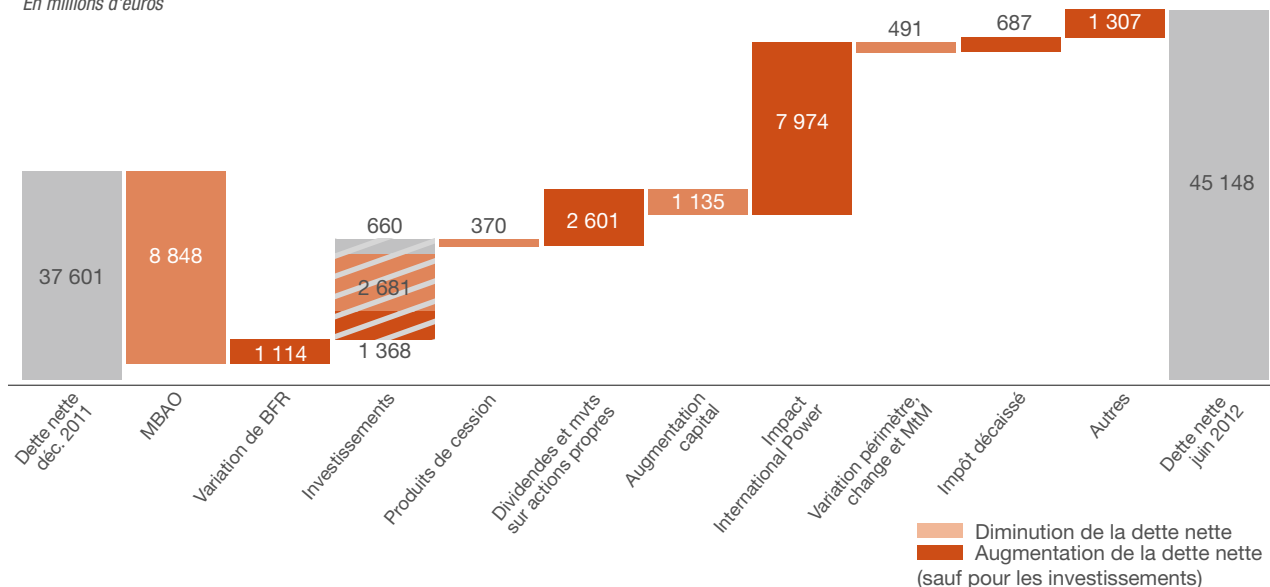
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 763 millions d'euros, en légère diminution par rapport au premier semestre 2011.

4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La **dette nette** s'établit à 45,1 milliards d'euros à fin juin 2012 et augmente de + 7,5 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2011 (37,6 milliards d'euros). Cette évolution résulte essentiellement de la comptabilisation du rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power.

Les mouvements du semestre relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



4.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE

La **marge brute d'autofinancement** opérationnelle (MBAO) s'élève à 8 848 millions d'euros au 30 juin 2012, en hausse de + 178 millions d'euros par rapport au 30 juin 2011. L'évolution de la MBAO est inférieure à celle de l'EBITDA qui bénéficie de la reprise des provisions pour avantages à long terme du personnel (liées aux primes à l'emploi).

4.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

La **variation du besoin en fonds de roulement** (BFR) représente une sortie de trésorerie de 1 114 millions d'euros et est conforme à la saisonnalité des activités du Groupe.

4.3 INVESTISSEMENTS NETS DES CESSIONS

Les **investissements** du premier semestre 2012 s'élèvent à 4 709 millions d'euros et comprennent :

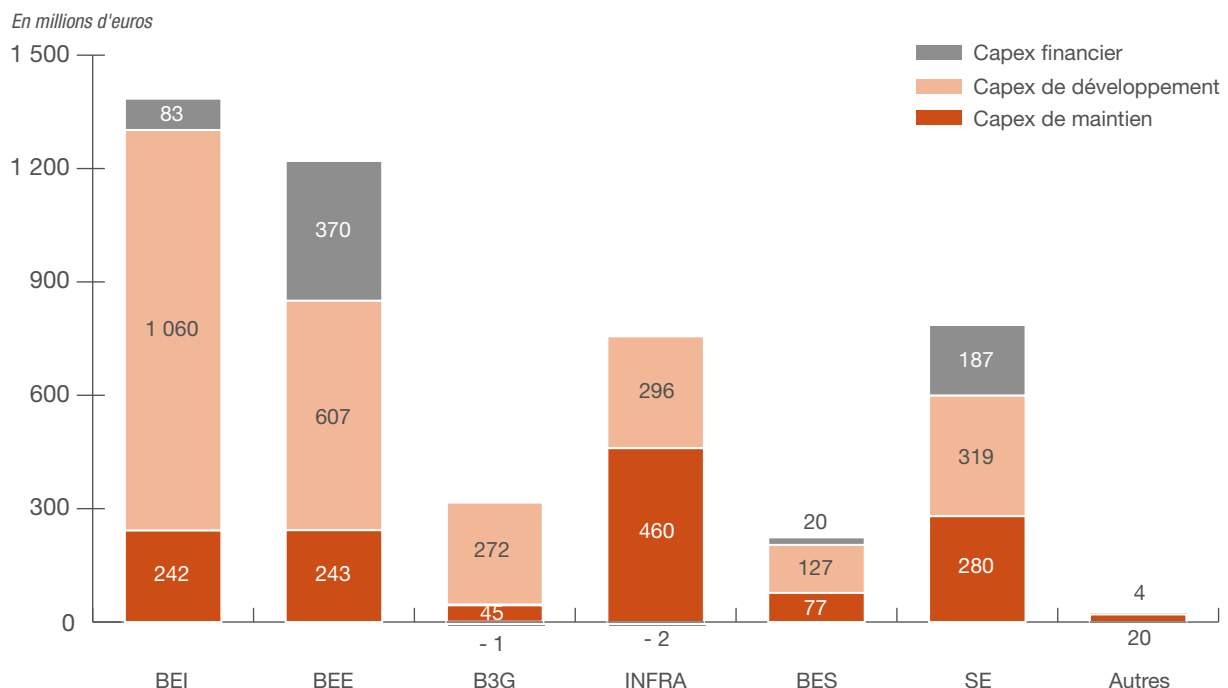
- des investissements financiers pour 660 millions d'euros, comprenant notamment l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'AES ;
- des investissements de développement de 2 681 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la Branche Énergie International dans le cadre de la construction de centrales au Brésil (Jirau) et au Pérou (Chilca et Quitaracsá) et la Branche

Énergie Europe pour la construction de deux centrales à charbon à Wilhelmshaven et Maasvlakte ;

- des investissements de maintenance de 1 368 millions d'euros.

Les **cessions** représentent au 30 juin 2012 un montant de 370 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession de Eurawasser chez SUEZ Environnement pour 95 millions d'euros et celles des centrales de Hidd Power Company et Choctaw pour respectivement 87 millions d'euros et 74 millions d'euros.

Les investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par Branche :



4.4 RACHAT D'ACTIONS ET DIVIDENDES & AUGMENTATION DE CAPITAL

Le total des dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 1 475 millions d'euros. Ce montant correspond au solde du dividende au titre de 2011 soit 0,67 euro par action, versé le 24 mai 2012 en numéraire pour un montant de 341 millions d'euros et en actions par la création de 69 millions d'actions nouvelles (augmentation de capital et primes d'émission de 1 134 millions d'euros pour rémunérer les actionnaires ayant fait le

choix du paiement du solde du dividende sous forme d'actions et représentant 77% du capital).

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 824 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 302 millions d'euros.

4.5 ENDETTEMENT AU 30 JUIN 2012

Hors coût amorti et hors impact de 8 milliards d'euros lié au rachat des 30% de participations ne donnant pas le contrôle d'International Power, mais après impact du change des dérivés, la dette nette est exprimée à 55% en euros, 21% en dollars américains et 6% en reals brésiliens à fin juin 2012.

La dette nette est libellée à 87% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette (hors impact de 8 milliards d'euros du rachat des 30% de participations ne donnant pas le contrôle d'International Power) est de 11,2 ans.

Au 30 juin 2012, le Groupe a un total de facilités de crédit confirmées non utilisées (pouvant servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de *Commercial Papers*/billets de trésorerie) de 18,1 milliards d'euros, dont 3 milliards d'euros subsistant sur la facilité de crédit syndiquée, initialement de 6 milliards d'euros, dédiée au financement de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power.

5. AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Les immobilisations (corporelles et incorporelles) s'établissent à 103,3 milliards d'euros, au même niveau qu'au 31 décembre 2011. Cet équilibre résulte pour l'essentiel des effets conjugués des acquisitions (+ 3,6 milliards d'euros) et des amortissements (- 3,8 milliards d'euros), les cessions et variations de périmètre et les écarts de conversion se compensant.

Les **goodwill** diminuent de 0,7 milliard d'euros à 30,7 milliards d'euros, diminution résultant notamment des variations de périmètre et des travaux d'allocation du goodwill lié à l'acquisition de sites de stockage en Allemagne en août 2011.

Les titres disponibles à la vente sont stables à 3,3 milliards d'euros.

Les participations dans les entreprises associées s'élèvent à 3,0 milliards d'euros, en hausse de 0,3 milliard d'euros principalement liée à la Branche Énergie International (Asie).

Les capitaux propres totaux s'établissent à 73,7 milliards d'euros, en baisse de 6,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2011 (80,3 milliards d'euros), s'expliquant essentiellement par la comptabilisation du rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (- 8,1 milliards d'euros), le résultat du semestre (+ 3,1 milliards d'euros), le versement de dividendes (- 1,4 milliard d'euros) et le rachat d'actions propres (- 0,3 milliard d'euros) ; les autres éléments du résultat global (écarts de conversion et autres) se compensent.

Les provisions pour risques sont en hausse de 0,3 milliard d'euros à 16,5 milliards d'euros, résultant principalement par l'impact de la désactualisation des provisions.

6. TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées sont décrites dans la Note 24 des notes aux comptes du Document de Référence 2011 et mises à jour en Note 9 aux comptes semestriels 2012.

7. DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANT DE L'EXERCICE

La section facteurs de risque (Chapitre 2) du Document de Référence 2011 contient une description détaillée des facteurs de risque auxquels le Groupe est exposé. L'évolution sur le semestre des risques liés aux instruments financiers et des litiges auxquels le Groupe est exposé est présentée respectivement en Note 7 et Note 8 aux comptes semestriels 2012.

À l'exception de ces points, il n'est pas anticipé de risques ou incertitudes autres que ceux présentés dans ce document.

8. PERSPECTIVES

Les résultats du premier semestre permettent de confirmer les objectifs financiers 2012⁽¹⁾, à climat moyen et à régulation stable :

- Résultat net récurrent part du Groupe entre 3,7 et 4,2 milliards d'euros
- Dividende ordinaire stable ou en croissance par rapport à 2011
- Ratio dette nette/EBITDA ~2,5x et notation de catégorie "A"

Le montant des investissements bruts pour l'année 2012 est désormais estimé dans une fourchette de 10 à 11 milliards d'euros⁽²⁾.

En outre, l'objectif du plan de performance Efficio 2 de 0,6 milliard d'euros est confirmé, avec 0,3 milliard d'euros réalisé au 30 juin, et inclus dans l'EBITDA indicatif d'environ 17 milliards d'euros pour 2012.

Pour le deuxième semestre, dans un environnement économique qui s'annonce toujours difficile, le Groupe poursuivra son plan d'actions destiné à optimiser les coûts et la performance du Groupe, tout en conservant sa politique sociale dynamique destinée à valoriser le savoir faire des équipes de GDF SUEZ.

Par ailleurs, le Groupe attend des précisions législatives à l'automne sur les annonces du gouvernement belge concernant l'avenir du secteur nucléaire. Le Groupe prend acte de la fermeture de Doel 1 et de Doel 2 (soit 866 MW) à l'issue de la période autorisée actuellement et de la possible extension de Tihange 1. Il souligne la nécessité pour procéder à la prolongation de Tihange 1, dont le coût est estimé à 600 millions d'euros (part du Groupe 300 millions d'euros), d'un cadre légal clarifié et stable lui permettant d'évaluer la rentabilité économique d'un tel investissement.

La fermeture de Doel 1 et de Doel 2 devrait avoir un effet de réduction du résultat net avant impôt d'environ 100 millions d'euros après 2015.

D'une manière générale, le Groupe n'a pas, à ce stade, changé sa vision industrielle du secteur et attend les précisions nécessaires sur les modalités de mise en œuvre.

Concernant les tarifs du gaz en France, la décision du Gouvernement de limiter la hausse de juillet à 2 % est insuffisante pour couvrir les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ, comme l'a souligné la CRE dans sa délibération du 17 juillet. Le Groupe estime l'impact de la limitation de cette hausse à environ 30 millions d'euros sur l'EBITDA du troisième trimestre.

Par ailleurs, suite à l'annulation par le Conseil d'Etat du gel tarifaire pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 1^{er} janvier 2012, le Groupe va facturer 290 millions d'euros à ses clients sur une durée permettant de réduire l'impact sur leur pouvoir d'achat. Enfin, GDF SUEZ poursuit ses discussions avec le Gouvernement pour mettre en place un tarif progressif et étendre le tarif social afin de protéger les ménages en difficulté.

GDF SUEZ poursuivra également ses négociations avec ses fournisseurs de long terme de gaz naturel avec l'objectif constant de maintenir la profitabilité de son activité d'approvisionnement de gaz naturel.

Le Groupe maintient sa politique de rémunération durable et compétitive de ses actionnaires et confirme un dividende 2012 stable ou en croissance. GDF SUEZ versera le 25 octobre 2012 un acompte sur dividende de 0,83 euro par action au titre de l'exercice 2012 dont la date de détachement est fixée au 25 septembre 2012. Dans le cadre du financement de la transaction de rachat des participations minoritaires d'International Power, les actionnaires de GDF SUEZ auront exceptionnellement la possibilité de recevoir cet acompte sous forme d'actions.

(1) Avec des hypothèses de climat moyen, d'une répercussion totale des coûts d'approvisionnement sur les tarifs réglementés du gaz en France, d'absence d'autre changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique. Les hypothèses sous-jacentes sont les suivantes pour 2012 : prix moyen du Brent 98 \$/baril ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique 55 €/MWh ; prix moyen du gaz au NBP 27 €/MWh.

(2) Hors rachat des intérêts minoritaires d'IPR.

Comptes consolidés

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2012	31 déc. 2011
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	5	13 392	13 226
Goodwill	5	30 710	31 362
Immobilisations corporelles nettes	5	89 952	90 120
Titres disponibles à la vente	6	3 288	3 299
Prêts et créances au coût amorti	6	3 839	3 813
Instruments financiers dérivés	6	3 053	2 911
Participations dans les entreprises associées		2 953	2 619
Autres actifs		1 173	1 173
Impôts différés actifs		1 368	1 379
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		149 728	149 902
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	6	1 406	1 311
Instruments financiers dérivés	6	5 571	5 312
Clients et autres débiteurs	6	23 912	23 135
Stocks		5 114	5 435
Autres actifs		8 377	9 455
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	6	1 004	2 885
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6	18 318	14 675
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	660	1 298
TOTAL ACTIFS COURANTS		64 362	63 508
TOTAL ACTIF		214 090	213 410

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

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2012	31 déc. 2011
Capitaux propres part du Groupe		62 217	62 930
Participations ne donnant pas le contrôle		11 440	17 340
TOTAL CAPITAUX PROPRES		73 657	80 270
Passifs non courants			
Provisions		14 723	14 431
Dettes financières	6	43 988	43 375
Instruments financiers dérivés	6	3 781	3 310
Autres passifs financiers	6	343	684
Autres passifs		2 120	2 202
Impôts différés passifs		12 492	13 038
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		77 447	77 040
Passifs courants			
Provisions		1 786	1 751
Dettes financières	6	21 826	13 213
Instruments financiers dérivés	6	5 160	5 185
Fournisseurs et autres créanciers	6	17 656	18 387
Autres passifs		16 155	16 738
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	403	827
TOTAL PASSIFS COURANTS		62 986	56 100
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		214 090	213 410

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

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2012	30 juin 2011
Chiffre d'affaires	3.2	50 535	45 678
Achats		(27 546)	(23 534)
Charges de personnel		(6 625)	(6 395)
Amortissements, dépréciations et provisions		(3 589)	(3 425)
Autres charges opérationnelles		(8 401)	(7 985)
Autres produits opérationnels		1 061	892
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	3.2	5 436	5 231
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		295	(95)
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers		(361)	(63)
Restructurations		(78)	(51)
Effets de périmètre		33	592
Autres éléments non récurrents		243	51
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	4.1	5 569	5 664
Charges financières		(2 220)	(1 613)
Produits financiers		692	538
RÉSULTAT FINANCIER	4.2	(1 528)	(1 075)
Impôt sur les bénéfices	4.3	(1 208)	(1 371)
Quote-part de résultat des entreprises associées		261	300
RÉSULTAT NET		3 094	3 519
Résultat net part du Groupe		2 331	2 738
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		763	781
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (Euros)*		1,05	1,23
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (Euros)*		1,03	1,22

* Les résultats par action relatifs au 1^{er} semestre 2011 ont été ajustés afin de tenir compte de l'impact du versement du dividende en actions intervenu en mai 2012. Les résultats par action publiés dans les états financiers consolidés condensés semestriels au 30 juin 2011 s'élevaient respectivement à 1,25 et 1,24 euro pour le résultat de base et le résultat dilué par action.

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2012	30 juin 2012 Quote-part du Groupe	30 juin 2012 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2011	30 juin 2011 Quote-part du Groupe	30 juin 2011 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		3 094	2 331	763	3 519	2 738	781
Actifs financiers disponibles à la vente	6	97	64	33	(35)	(22)	(13)
Couverture d'investissement net		(151)	(126)	(25)	215	156	59
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		(292)	(310)	18	81	104	(23)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		(200)	(233)	33	192	185	6
Impôts différés sur éléments ci-dessus		214	218	(4)	(128)	(130)	2
Quote-part des entreprises associées sur éléments qui seront reclassés ultérieurement en résultat net, nette d'impôt		(62)	(40)	(22)	(140)	(98)	(42)
Écarts de conversion		509	275	234	(990)	(661)	(329)
TOTAL ÉLÉMENTS QUI SERONT RECLASSÉS ULTÉRIEUREMENT EN RÉSULTAT NET		114	(152)	266	(806)	(466)	(339)
Pertes et gains actuariels		(149)	(131)	(18)	90	54	35
Impôts différés sur pertes et gains actuariels		40	34	6	(21)	(12)	(9)
Quote-part des entreprises associées sur éléments qui ne seront pas reclassés ultérieurement en résultat net, nette d'impôt		32	32	0	61	61	0
TOTAL ÉLÉMENTS QUI NE SERONT PAS RECLASSÉS ULTÉRIEUREMENT EN RÉSULTAT NET		(77)	(65)	(13)	129	103	26
RÉSULTAT GLOBAL		3 131	2 114	1 017	2 842	2 375	468

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011
RÉSULTAT NET	3 094	3 519
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(261)	(300)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	157	137
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	3 635	3 313
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(276)	(608)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(295)	95
- Autres éléments sans effet de trésorerie	59	68
- Charge d'impôt	1 208	1 371
- Résultat financier	1 528	1 075
MBA avant résultat financier et impôt	8 848	8 670
+ Impôt décaissé	(687)	(1 082)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(1 114)	(741)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7 048	6 847
Investissements corporels et incorporels	(4 049)	(3 811)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(86)	(805)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	(72)	(40)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(116)	(86)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	57	84
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	222	8
Cessions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	52	1 073
Cessions de titres disponibles à la vente	44	96
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	31	29
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	44	49
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(194)	215
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(4 065)	(3 188)
Dividendes payés	(1 164)	(2 066)
Remboursement de dettes financières	(5 060)	(3 657)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 887	207
Intérêts financiers versés	(1 158)	(1 165)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	102	98
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés ⁽¹⁾	(437)	166
Augmentation des dettes financières	6 882	2 013
Augmentation/diminution de capital	108	181
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(302)	(85)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(202)	(45)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	656	(4 353)
Effet des variations de change et divers	4	(230)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	3 643	(924)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	14 675	11 296
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	18 318	10 372

(1) Depuis le 31 décembre 2011, le Groupe applique une nouvelle définition de l'agrégat « endettement financier net » (cf. Note 14.3 « Endettement financier net » des états financiers consolidés au 31 décembre 2011).

Afin d'assurer la cohérence avec cette nouvelle définition et afin de présenter distinctement l'impact non récurrent des soultes sur dénouement d'instruments financiers dérivés, les flux liés aux instruments dérivés de couvertures d'investissement net et les soultes versées/reçues lors du dénouement d'instruments financiers dérivés sont dorénavant positionnés sur une ligne spécifique du tableau de flux intitulée « Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés ». L'information comparative du 1^{er} semestre 2011 a été retraitée afin de présenter les flux de trésorerie concernés selon cette nouvelle présentation.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2011	2 250 295 757	2 250	29 682	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627
Résultat net				2 738				2 738	781	3 519
Autres éléments du résultat global				103	196	(662)		(363)	(313)	(676)
Résultat global				2 841	196	(662)		2 375	468	2 842
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	871 535	1	15	60				76	4	80
Dividendes distribués en numéraire				(1 490)				(1 490)	(789)	(2 279)
Achat/vente de titres d'autocontrôle				(14)			(71)	(85)		(85)
Regroupements d'entreprises (International Power)				159				159	6 171	6 330
Transactions entre actionnaires (opération GRTgaz)				185				185	925	1 110
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									157	157
Distribution de dividendes en actions et variation d'autocontrôle (SUEZ Environnement Company)				(40)				(40)	131	91
Autres variations				(83)				(83)	(2)	(85)
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2011	2 251 167 292	2 251	29 697	31 141	996	(139)	(736)	63 211	15 578	78 788
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2011	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270
Résultat net				2 331				2 331	763	3 094
Autres éléments du résultat global				(65)	(427)	275		(217)	253	37
Résultat global				2 266	(427)	275		2 114	1 017	3 131
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	134 434	0	1	52				53	4	57
Dividendes distribués en actions ⁽¹⁾	69 002 807	69	1 065	(1 134)						
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾				(341)				(341)	(1 042)	(1 382)
Achat/vente d'actions propres ⁽²⁾				(75)			(228)	(302)		(302)
Transactions entre actionnaires (opération International Power – cf. Note 2.1)				(2 276)	(127)	240		(2 164)	(5 898)	(8 062)
Autres transactions entre actionnaires				(110)				(110)	(60)	(171)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									108	108
Autres variations			(6)	43				37	(28)	9
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2012	2 321 773 449	2 322	30 775	29 630	(314)	961	(1 157)	62 217	11 440	73 657

(1) Un acompte de 0,83 euro par action sur le dividende au titre de l'exercice 2011 a été versé le 15 novembre 2011. L'Assemblée Générale du 23 avril 2012 a décidé la distribution d'un dividende de 1,50 euro par action au titre de l'exercice 2011 et a accordé, sur les 0,67 euro restant à verser par action, une option entre le paiement en numéraire ou en actions. Le solde du dividende a été versé en mai 2012 à hauteur de 341 millions d'euros en numéraire et 1 134 millions d'euros en actions.

(2) Dans le cadre de son programme de rachat d'actions propres, le Groupe a acquis un montant (net de cessions) de 302 millions d'euros d'actions propres au cours du premier semestre 2012.

Notes aux comptes consolidés

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE GDF SUEZ

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 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie.

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 1^{er} août 2012, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2012 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET PRINCIPES COMPTABLES

1.1 Référentiel

En application du règlement européen du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales (IFRS), les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾.

Les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe, établis pour la période de six mois close au 30 juin 2012, ont été préparés selon les dispositions de la norme IAS 34 – *Information financière intermédiaire* qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés condensés intermédiaires n'incluent donc pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2011, sous réserve des particularités propres à l'établissement des comptes intermédiaires décrites ci-après.

1.2 Principes comptables

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à ceux retenus pour l'exercice clos au 31 décembre 2011 conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne, à l'exception des éléments suivants en 1.2.1 :

1.2.1 Amendements applicables en 2012

- Amendements IAS 12 – *Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents* ⁽²⁾. Le Groupe n'est pas concerné par ces amendements ;
- Amendement IFRS 7 – *Informations à fournir – Transferts d'actifs financiers*. Aucune opération de transferts d'actifs financiers significative pour le Groupe n'ayant été réalisée au 30 juin 2012, cet amendement est sans impact.

1.2.2 Amendements applicables après 2012 et anticipés par le Groupe en 2011

- Amendements IAS 1 – *Présentation des autres éléments du résultat global*.

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission européenne http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm.

(2) Ces normes et interprétations n'étant pas encore adoptées par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

1.2.3 Normes IFRS et amendements applicables après 2012 et non anticipés par le Groupe en 2012

Normes et amendements applicables en 2013

- IFRS 10 – *États financiers consolidés* ⁽¹⁾ ;
- IFRS 11 – *Partenariat* ⁽¹⁾ ;
- IFRS 12 – *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités* ⁽¹⁾ ;
- Amendement IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* ⁽¹⁾ ;
- IFRS 13 – *Évaluation à la juste valeur* ⁽¹⁾ ;
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel* ;
- Amendements IFRS 7 – *Informations sur les compensations entre actifs et passifs financiers* ⁽¹⁾ ;
- Améliorations annuelles – Cycle 2009-2011 ⁽¹⁾.

Amendements applicables en 2014

- Amendements IAS 32 – *Compensations entre actifs et passifs financiers* ⁽¹⁾.

Norme applicable en 2015

- IFRS 9 – *Instruments financiers – Classement et évaluation* ⁽¹⁾.

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

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

La crise financière 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 importante 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.

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 la période.

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 à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des goodwill, des immobilisations corporelles et incorporelles ;

- 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 ;
- les instruments financiers ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compte ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Des informations complémentaires sur le contenu de ces estimations sont présentées dans la Note 1 des états financiers consolidés 2011.

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 comptabilisation des contrats de concession, la classification des accords qui contiennent des contrats de location, la comptabilisation des acquisitions de participations ne donnant pas le contrôle antérieures au 1^{er} janvier 2010, 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 dans l'état de situation financière 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 Particularités propres à l'établissement des états financiers intermédiaires

Saisonnalité des activités

Les activités du Groupe sont, par nature, des activités saisonnières mais les variations climatiques ont des effets plus importants que la saisonnalité sur les différents indicateurs d'activité et de résultat opérationnel. En conséquence, les résultats intermédiaires au 30 juin 2012 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2012.

Impôt sur les bénéfices

Dans le cadre des arrêtés intermédiaires, la charge d'impôt (courante et différée) est calculée pour chaque entité fiscale en appliquant au résultat taxable de la période le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours.

Retraites

Le coût des retraites pour une période intermédiaire est calculé sur la base des évaluations actuarielles réalisées à la fin de l'exercice précédent. Ces évaluations sont le cas échéant ajustées pour

(1) Ces normes et interprétations n'étant pas encore adoptées par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

tenir compte des réductions, liquidations ou autres événements non récurrents importants survenus lors du semestre. Par ailleurs, les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des régimes à prestations définies sont le cas échéant ajustés afin de

tenir compte des évolutions significatives ayant affecté le rendement des obligations émises par les entreprises de premier rang de la zone concernée (référence utilisée pour la détermination des taux d'actualisation) et le rendement réel des actifs de couverture.

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power

2.1.1 Description de la transaction

Le Groupe a finalisé le 29 juin 2012 l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power suite à l'approbation de la transaction par les autorités britanniques compétentes. À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient désormais 100% des droits de vote du groupe International Power. Les titres International Power ont été retirés de la cote du London Stock Exchange le 2 juillet 2012.

L'offre de rachat de 418 pence par action ordinaire International Power, réalisée dans le cadre d'un *scheme of arrangement* selon la réglementation britannique, a été approuvée à plus de 99% par les actionnaires minoritaires d'International Power réunis en Assemblée Générale le 7 juin 2012.

Le coût du rachat des 1 542 millions d'actions ordinaires International Power non encore détenues par le Groupe s'élève à 7 974 millions d'euros (soit 6 445 millions de livres sterling). Le paiement du prix est intervenu le 12 juillet 2012 via un versement de trésorerie de 7 875 millions d'euros et la remise de titres de créances (*loan notes*) dont la valeur nominale s'élève à 99 millions d'euros. Ces titres de créances non subordonnés portent un taux d'intérêt annuel de 0,25% et sont remboursables entre le 29 juin 2013 et le 29 juin 2015 au plus tard.

L'offre de rachat ne modifie pas les termes contractuels initiaux des obligations convertibles en actions International Power ni ceux des plans d'options International Power. Lors de l'exercice ou de la conversion en action de ces instruments, leurs détenteurs recevront un paiement sous forme de trésorerie de 418 pence par action.

2.1.2 Incidences sur les états financiers consolidés au 30 juin 2012

S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence de 2 076 millions d'euros entre le prix d'acquisition de 7 974 millions d'euros et la valeur comptable de la participation ne donnant pas le contrôle est portée en déduction des capitaux propres part du Groupe.

En tenant compte des frais de transaction, cette opération se traduit par une diminution des capitaux propres totaux de 8 062 millions d'euros au 30 juin 2012.

Le règlement en trésorerie étant intervenu le 12 juillet, un passif financier de 7 974 millions d'euros vis-à-vis des actionnaires minoritaires d'International Power est comptabilisé sur les lignes suivantes de l'état de situation financière au 30 juin 2012 : « Dettes financières – passifs courants » pour les 7 875 millions d'euros correspondant au paiement sous forme de trésorerie, et « Dettes financières – passifs non courants » pour les 99 millions d'euros réglés sous forme de titres de créance.

2.2 Cessions réalisées au cours du premier semestre 2012

Au cours du premier semestre 2012, le Groupe a poursuivi la mise en œuvre de son programme « d'optimisation de portefeuille » visant à réduire l'endettement net du Groupe.

Les cessions réalisées sur le premier semestre 2012 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 303 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2011.

Les incidences cumulées de ces cessions effectives sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2012 sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net	Résultat de cession et effets de périmètre comptabilisés en résultat
Cession d'une participation de 40% dans Hidd Power Company (Bahrein)	87	(87)	(0)
Cession de la centrale de Choctaw (États-Unis)	200	(74)	4
Cession de Eurawasser (Allemagne)	95	(89)	34
Cession de la participation de 17,44% dans HUBCO (Pakistan)	52	(52)	(9)
TOTAL		(303)	29

Par ailleurs, le Groupe a comptabilisé en tant qu'« actifs non courants détenus en vue de la vente » et « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente » les activités dont la cession est considérée comme hautement probable dans un horizon raisonnable. Les activités concernées sont présentées dans la Note 2.3 « Actifs destinés à être cédés ».

La société Hidd Power Company et la centrale de Choctaw étaient classées en tant qu'« actifs destinés à être cédés » au 31 décembre 2011. À cette date, ce classement s'était traduit par une réduction de l'endettement net de 580 millions d'euros. Au total, ces deux opérations ont donc conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 741 millions d'euros.

2.2.1 Cession d'une participation de 40% dans Hidd Power Company (Bahrein)

Le 10 mai 2012, le Groupe a cédé 40% du capital de sa filiale Hidd Power Company à Malakoff International Ltd pour un montant de 113 millions de dollars (soit 87 millions d'euros).

La participation conservée de 30% dans Hidd Power Company est consolidée par mise en équivalence. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 36 millions d'euros au 30 juin 2012.

L'impact de cette opération est nul sur le compte de résultat au 30 juin 2012.

2.2.2 Cession de la centrale de Choctaw (États-Unis)

Le 7 février 2012, le Groupe a finalisé la cession de la centrale à cycle combiné de Choctaw (746 MW), située dans l'État du Mississippi, pour un montant total de 259 millions de dollars (soit 200 millions d'euros).

Un premier versement de 96 millions de dollars (soit 74 millions d'euros) a été opéré en février 2012. Le règlement du solde du prix de cession devrait intervenir en février 2013.

La plus-value de cession s'élève à 4 millions d'euros.

2.2.3 Cession de Eurawasser (Allemagne)

Le 13 février 2012, le Groupe a cédé pour un prix de 95 millions d'euros sa filiale Eurawasser, spécialisée dans la distribution d'eau potable et les services d'assainissement, au Groupe Remondis. La plus-value de cession s'élève à 34 millions d'euros (cf. Note 4.1.3).

2.2.4 Cession de la participation de 17,44% dans HUBCO (Pakistan)

Le 13 juin 2012, le Groupe a cédé l'intégralité de sa participation de 17,44% dans The Hub Power Company Ltd (HUBCO), un producteur indépendant d'électricité au Pakistan, pour un montant de 6,3 milliards de roupies pakistanaises (52 millions d'euros). La moins-value de cession s'élève à 9 millions d'euros.

2.3 Actifs destinés à être cédés

Au 30 juin 2012, le total des « actifs classés comme détenus en vue de la vente » et le total des « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente » s'élèvent respectivement à 660 millions d'euros et 403 millions d'euros.

Les principales catégories d'actifs et de passifs reclassés sur ces deux lignes de l'état de situation financière sont présentées ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	31 décembre 2011
Immobilisations corporelles nettes	557	1 125
Autres actifs	103	173
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	660	1 298
Dettes financières	289	596
Autres passifs	114	231
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	403	827

Au 30 juin 2012, les actifs destinés à être cédés comprennent la centrale de Hot Spring aux États-Unis, la participation dans le projet T-Power en Belgique, et la société Sohar Power Company SAOG à Oman.

Suite à la finalisation de leur cession au cours du premier semestre 2012, Hidd Power Company et Choctaw ne sont plus présentés en tant qu'« actifs classés comme détenus en vue de la vente » au 30 juin 2012.

Sohar Power Company SAOG (Oman)

Au cours du premier semestre 2012, le Groupe a engagé le processus de cession d'une partie de sa participation dans le capital de Sohar Power Company SAOG, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. Le Groupe s'attend à réaliser cette cession partielle au cours du second semestre 2012.

2.4 Autres opérations et changements de méthodes de consolidation du premier semestre 2012

Le 29 juin 2012, un amendement au pacte d'actionnaires de Senoko, qui se traduit par la perte du contrôle conjoint sur cette société, a été approuvé par les associés et les prêteurs. La participation de 30% détenue par le Groupe dans Senoko, antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est dorénavant consolidée par mise en équivalence. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 302 millions d'euros au 30 juin 2012. Le résultat de réévaluation dégagé à l'occasion de ce changement de méthode de consolidation n'est pas matériel.

En outre, diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours du premier semestre 2012 (prise de contrôle de la société Uch Power (Pvt) Limited au Pakistan, acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle dans AES Energia Cartagena).

2.5 Mise à jour de la comptabilité d'acquisition relative aux activités de stockage en Allemagne acquises en 2011

Le Groupe a acquis le 31 août 2011 les sociétés BEB Speicher GmbH (« BEB ») et ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH (« EMGSG ») qui exploitent des activités de stockage souterrain de gaz naturel en Allemagne.

La comptabilisation de ce regroupement d'entreprises était provisoire au 31 décembre 2011. Le goodwill provisoire s'élevait à 566 millions d'euros.

Au cours du 1^{er} semestre 2012, le Groupe a poursuivi son exercice de détermination de la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs repris à la date d'acquisition et a comptabilisé des ajustements par rapport aux justes valeurs provisoires comptabilisées en 2011.

Les principaux ajustements portent sur les installations industrielles de stockage, dont les justes valeurs ont été augmentées de 153 millions d'euros par rapport aux valeurs provisoires 2011, et sur les impôts différés passifs y afférents (augmentation de 44 millions d'euros). Après comptabilisation de ces ajustements, le goodwill relatif à cette acquisition s'établit désormais à 436 millions d'euros.

La comptabilité d'acquisition sera finalisée dans les comptes consolidés annuels 2012.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

Depuis le 1^{er} janvier 2012, le Groupe a mis en place sa nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'Énergie en créant une Branche Énergie Europe ainsi qu'une Branche Énergie International, et en redéfinissant le périmètre de la Branche Global Gaz & GNL.

Le Groupe est désormais organisé autour des six secteurs opérationnels suivants : Branche Énergie International, Branche Énergie Europe, Branche Global Gaz & GNL, Branche Infrastructures, Branche Énergie Services et Branche Environnement.

La **Branche Énergie International** (BEI) recouvre un périmètre d'activités correspondant au Groupe International Power. En 2011, ces activités étaient présentées dans le secteur opérationnel International Power, au sein de la Branche Énergie Europe & International (cf. Note 3 « Information sectorielle » des états financiers consolidés au 31 décembre 2011).

La **Branche Énergie Europe** (BEE) regroupe les anciens secteurs opérationnels suivants (décrits dans la Note 3 « Information sectorielle » des états financiers consolidés au 31 décembre 2011) : la Branche Énergie France, les Divisions Énergie Benelux & Allemagne et Énergie Europe de la Branche Énergie Europe & International, ainsi que les activités « approvisionnement gaz » et « ventes grands comptes » de la Branche Global Gaz & GNL. La Branche gère les activités de distribution de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en Europe continentale. Elle exploite à ce

titre l'ensemble des actifs du Groupe en Europe continentale, dans le domaine du gaz (hors infrastructures rattachées à la Branche Infrastructures) et de l'électricité (en dehors de certains actifs historiquement exploités par International Power en Italie, Allemagne, Pays-Bas, Espagne et Portugal).

Suite au transfert des activités « approvisionnement gaz » et « ventes grands comptes » vers la Branche Énergie Europe, la **Branche Global Gaz & GNL** gère désormais les activités amont de la chaîne de valeur du gaz naturel. Dans le domaine de l'exploration-production, la Branche mène des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers. Sur la chaîne du GNL, la Branche gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme et des participations dans des usines de liquéfaction, exploite une flotte de méthaniers et dispose de capacités de regazéification dans des terminaux méthaniers. La Branche vend une partie du GNL en portefeuille à d'autres entités du Groupe, et plus particulièrement à l'activité « approvisionnement gaz » de la Branche Énergie Europe.

Les autres secteurs opérationnels du Groupe sont décrits dans la Note 3 « Information sectorielle » des états financiers consolidés au 31 décembre 2011.

Les informations sectorielles comparatives au titre du premier semestre 2011 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe au 30 juin 2012.

3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

Chiffre d'Affaires

En millions d'euros	30 juin 2012			30 juin 2011		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Énergie International	8 129	207	8 336	7 601	169	7 770
Énergie Europe	24 269	923	25 193	21 324	773	22 096
Global Gaz & GNL	2 494	1 758	4 252	1 604	1 931	3 535
Infrastructures	932	2 214	3 146	691	2 258	2 949
Énergie Services	7 392	105	7 497	7 087	83	7 170
Environnement	7 318	4	7 322	7 373	3	7 375
Autres	-	-	-	-	-	-
Élimination des transactions internes	-	(5 212)	(5 212)	-	(5 217)	(5 217)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	50 535	-	50 535	45 678	-	45 678

EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011
Énergie International	2 164	2 056
Énergie Europe	2 485	2 252
Global Gaz & GNL	1 415	1 246
Infrastructures	1 718	1 669
Énergie Services	531	540
Environnement	1 133	1 232
Autres	(209)	(130)
TOTAL EBITDA	9 236	8 865

Résultat Opérationnel Courant

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011
Énergie International	1 448	1 287
Énergie Europe	1 647	1 434
Global Gaz & GNL	740	687
Infrastructures	1 087	1 086
Énergie Services	358	377
Environnement	460	561
Autres	(303)	(201)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 436	5 231

Dotations aux Amortissements

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011
Énergie International	(712)	(779)
Énergie Europe	(784)	(779)
Global Gaz & GNL	(670)	(545)
Infrastructures	(630)	(576)
Énergie Services	(161)	(159)
Environnement	(529)	(511)
Autres	(45)	(38)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(3 532)	(3 388)

Capitaux Engagés Industriels

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	31 déc. 2011
Énergie International	30 455	30 263
Énergie Europe	25 921	25 460
Global Gaz & GNL	5 215	5 639
Infrastructures	19 860	20 581
Énergie Services	3 352	3 030
Environnement	13 932	13 628
Autres	1 684	938
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	100 419	99 539

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011
Énergie International	1 385	1 013
Énergie Europe	1 220	1 048
Global Gaz & GNL	316	207
Infrastructures	754	720
Énergie Services	224	201
Environnement	785	928
Autres	24	71
TOTAL INVESTISSEMENTS	4 709	4 189

Les investissements financiers inclus dans cet indicateur sont hors trésorerie des entités acquises mais comprennent les acquisitions d'intérêts complémentaires dans des entités contrôlées, lesquelles sont présentées en tant que « flux issus des activités de financement » dans le tableau de flux de trésorerie (177 millions d'euros).

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 engagés industriels.

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'Affaires		Capitaux Engagés Industriels	
	30 juin 2012	30 juin 2011	30 juin 2012	31 déc. 2011
France	19 108	16 261	34 036	34 302
Belgique	5 974	6 214	4 485	4 010
Autres Union européenne	15 189	13 247	30 424	29 789
Autres pays d'Europe	501	957	1 483	1 691
Amérique du Nord	2 580	2 736	10 544	9 947
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 149	3 470	9 445	10 285
Amérique du Sud	2 571	2 350	9 796	9 297
Afrique	462	444	206	216
TOTAL	50 535	45 678	100 419	99 539

3.4 Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat Opérationnel Courant

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 436	5 231
Dotations nettes aux amortissements et provisions	3 589	3 425
Paiements en actions (IFRS 2) et autres	58	69
Charges nettes décaissées des concessions	154	140
EBITDA	9 236	8 865

3.5 Réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière

En millions d'euros	30 juin 2012	31 déc. 2011
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	103 344	103 346
(+) Goodwill	30 710	31 362
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France – SUEZ ⁽¹⁾	(11 832)	(11 832)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 912)	(2 894)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	2 582	2 483
(+) Participations dans des entreprises associées	2 953	2 619
(+) Clients et autres débiteurs	23 912	23 135
(-) Appels de marge ^{(1) (2)}	(624)	(567)
(+) Stocks	5 114	5 435
(+) Autres actifs courants et non courants	9 550	10 628
(+) Impôts différés	(11 124)	(11 659)
(-) Provisions	(16 509)	(16 183)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 018	1 156
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 656)	(18 387)
(+) Appels de marge ^{(1) (2)}	511	518
(-) Autres passifs	(18 618)	(19 623)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	100 419	99 539

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques « Clients et autres débiteurs » et « Fournisseurs et autres créanciers » correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

NOTE 4 COMPTE DE RÉSULTAT

4.1 Résultat des Activités Opérationnelles

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 436	5 231
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	295	(95)
Pertes de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	(361)	(63)
Restructurations	(78)	(51)
Effets de périmètre	33	592
Autres éléments non récurrents	243	51
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5 569	5 664

4.1.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 295 millions d'euros au 30 juin 2012 (contre une charge de 95 millions d'euros au 30 juin 2011) et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur de contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et des instruments financiers de couvertures

économiques non éligibles à la comptabilité de couverture se traduit par un produit net de 273 millions d'euros (contre une charge nette de 114 millions d'euros au 30 juin 2011). Ce produit résulte principalement de l'effet positif du déblocement des positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2011 ;

- le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie représente un produit de 22 millions d'euros (contre un produit de 27 millions d'euros au 30 juin 2011).

4.1.2 Pertes de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	30 juin 2011
Pertes de valeur		
Goodwill	-	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(279)	(45)
Actifs financiers	(88)	(32)
Autres	-	-
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(368)	(77)
Reprises de pertes de valeur		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	5	2
Actifs financiers	2	13
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	7	15
TOTAL	(361)	(63)

Au-delà des tests de perte de valeur systématiques annuels relatifs aux goodwills et aux immobilisations incorporelles non amortissables réalisés au second semestre, le Groupe procède à des tests ponctuels en cas d'indice de perte de valeur portant sur un goodwill, une immobilisation corporelle ou incorporelle, ou un actif financier.

4.1.2.1 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles (hors goodwill)

Les pertes de valeur comptabilisées au 30 juin 2012 pour 279 millions d'euros portent essentiellement sur des actifs de production d'électricité de la Branche Énergie Europe, en Grèce (perte de 42 millions d'euros) et en Allemagne (perte de 90 millions d'euros).

Le contexte économique actuel de la Grèce, ainsi que des problèmes techniques survenus sur une centrale à cycle combiné, ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 42 millions d'euros sur ses actifs corporels grecs.

En Allemagne, des problèmes techniques ont contraint le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 90 millions d'euros sur une centrale à charbon en cours de construction.

Au 30 juin 2011, les pertes de valeur constatées sur les immobilisations s'élevaient à 45 millions d'euros, et ne comprenaient pas de pertes de valeur individuellement significatives.

4.1.2.2 Pertes de valeur sur actifs financiers

Les pertes de valeur comptabilisées au 30 juin 2012 s'élèvent à 88 millions d'euros. Ce montant comprend une perte de valeur de 80 millions d'euros constatée par le Groupe sur ses titres cotés ACEA, sur la base du cours de bourse de clôture au 29 juin 2012 (cf. Note 6.1).

Au 30 juin 2011, le Groupe avait constaté des pertes de valeur de 32 millions d'euros. Ce montant ne comprenait pas de perte de valeur individuellement significative.

L'examen et l'évolution des titres disponibles à la vente sont présentés en Note 6 « Instruments financiers » des présents états financiers consolidés condensés semestriels.

4.1.3 Effets de périmètre

Au 30 juin 2012, ce poste comprend principalement la plus-value de 34 millions d'euros constatée dans le cadre de la cession de la société Eurawasser (cf. Note 2.2.3).

Au 30 juin 2011, ce poste comprenait principalement le résultat de 425 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales flamandes suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que « Titres disponibles à la vente ». Il comprenait également les résultats réalisés dans le cadre de la cession partielle de titres des sociétés intercommunales wallonnes (+ 83 millions d'euros) et de la cession des titres Noverco (+ 28 millions d'euros).

4.1.4 Autres éléments non récurrents

Au 30 juin 2012, ce poste comprend un produit de 233 millions d'euros qui correspond à la réduction de l'amende relative à la procédure « Mégal » suite à la décision du Tribunal de l'Union européenne du 29 juin 2012 (cf. Note 8.2.1 « Mégal »).

Au 30 juin 2011, ce poste comprenait essentiellement une plus-value de 39 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'immobilisations corporelles dans la Branche Environnement.

4.2 Résultat financier

En millions d'euros	30 juin 2012			30 juin 2011		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette ⁽¹⁾	(1 086)	107	(979)	(1 024)	121	(903)
Charges d'intérêts sur dette brute	(1 255)	-	(1 255)	(1 215)	-	(1 215)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(14)	-	(14)	(3)	-	(3)
Résultat des couvertures économiques sur emprunts	(10)	-	(10)	-	1	1
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	107	107	-	120	120
Coûts d'emprunts capitalisés	192	-	192	193	-	193
Résultat sur opérations de restructuration de la dette et dénouement d'instruments dérivés	(248)	205	(43)	0	0	0
Soulttes sur déboucllement de swaps	(228)	-	(228)	-	-	-
Variation de juste valeur des instruments dérivés débouclés	-	205	205	-	-	-
Charges sur opérations de refinancement anticipé	(19)	-	(19)	-	-	-
Autres produits et charges financiers ⁽¹⁾	(886)	380	(506)	(588)	417	(171)
Désactualisation des provisions	(417)	-	(417)	(391)	-	(391)
Rendement attendu sur actifs de couverture	-	104	104	-	101	101
Variation de juste valeur des instruments dérivés non compris dans l'endettement net	(253)	-	(253)	-	62	62
Produits des titres disponibles à la vente	-	50	50	-	62	62
Autres	(215)	226	11	(198)	192	(5)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 220)	692	(1 528)	(1 613)	538	(1 075)

(1) Depuis le 31 décembre 2011, le Groupe applique une nouvelle définition de l'agrégat « endettement financier net » (cf. Note 14.3 « Endettement financier net » des états financiers consolidés au 31 décembre 2011). Les définitions du « coût de la dette nette » et de l'agrégat « autres produits et charges financiers » ont également été ajustées afin d'assurer la cohérence avec la nouvelle définition de l'endettement net. Afin d'assurer la comparabilité avec le premier semestre 2012, des reclassements de - 34 millions d'euros sur le « coût de la dette nette » et de + 34 millions d'euros sur les « autres produits et charges financiers » ont ainsi été opérés sur les composantes du résultat financier du premier semestre 2011.

Le Groupe a procédé au déboucllement de swaps de fixation de taux USD. Les soulttes payées s'élèvent à - 213 millions d'euros et l'effet net sur le compte de résultat s'établit à - 25 millions d'euros, compte tenu de l'impact positif (+ 188 millions d'euros) de la variation de la juste valeur des instruments financiers dérivés afférents.

Le poste « Autres produits et charges financiers » au 30 juin 2012 comprend notamment une charge de 162 millions d'euros au titre de la variation de juste valeur de l'instrument dérivé correspondant à la composante optionnelle de l'obligation convertible en actions International Power libellée en dollars américains (contre une variation

de + 25 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2011). L'augmentation de la juste valeur de cet instrument dérivé s'explique principalement par les termes de l'offre de rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 « Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power »).

Ce poste comprend également l'effet négatif des variations de juste valeur des instruments dérivés relatifs au risque de taux non qualifiés de couverture (- 85 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2012 contre + 27 millions d'euros sur le 1^{er} semestre 2011).

4.3 Impôts

En millions d'euros	30 juin 2012	30 juin 2011
Résultat net (A)	3 094	3 519
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(1 208)	(1 371)
Quote-part de résultat des entreprises associées (C)	261	300
RÉSULTAT AVANT IMPÔT ET RÉSULTAT DES ENTREPRISES ASSOCIÉES (A) - (B) - (C) = (D)	4 040	4 590
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT - (B)/(D)	29,9%	29,9%

Le taux effectif d'impôt demeure inchangé par rapport au premier semestre 2011. Il bénéficie en particulier d'un effet de compensation entre les deux éléments suivants :

- d'une part, le Groupe a comptabilisé au 30 juin 2012 un produit non imposable de 233 millions d'euros relatif à la réduction du montant de l'amende infligé par la Commission européenne dans le cadre de la procédure « Megal » ;
- d'autre part, le Groupe a tenu compte d'une augmentation de la contribution au titre des activités nucléaires en Belgique.

Compte tenu des déclarations récentes du gouvernement belge et du projet de loi budgétaire, la part de la contribution supportée par le Groupe au titre de ses activités nucléaires en Belgique sur l'exercice 2012 est estimée à ce stade à 469 millions d'euros en base annuelle, et celle du secteur à 550 millions d'euros. La charge d'impôt comptabilisée au 30 juin 2012 tient donc compte de cette augmentation. GDF SUEZ contestera ces mesures par toutes voies de droit.

Pour rappel, la charge d'impôt au 30 juin 2011 intégrait une taxation des activités nucléaires en Belgique calculée à partir d'une contribution annuelle 2011 estimée à 212 millions par le Groupe.

4.4 Résultat net récurrent part du Groupe

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

La réconciliation entre le résultat net récurrent part du Groupe et le résultat net est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2012	30 juin 2011
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		2 331	2 738
Résultat net part des participations ne donnant pas le contrôle		763	781
RÉSULTAT NET		3 094	3 519
Rubriques du passage ROC – RAO		(132)	(434)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	4.1	(295)	95
Pertes de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	4.1	361	63
Restructurations	4.1	78	51
Effets de périmètre	4.1	(33)	(592)
Autres éléments non récurrents	4.1	(243)	(51)
Autres éléments hors RAO retraités		383	(24)
Résultat sur opérations de restructuration de la dette et dénouement d'instruments dérivés	4.2	43	0
Variation de la juste valeur des instruments dérivés	4.2	262	(63)
Impôt sur les éléments non récurrents		(40)	(31)
Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique		133	70
Part non récurrente du résultat des entreprises associées		(15)	0
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 345	3 061
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 477	2 337
Résultat net récurrent part des participations ne donnant pas le contrôle		868	724

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le « résultat opérationnel courant (ROC) » et le « résultat des activités opérationnelles (RAO) » à savoir les rubriques « Marked to Market sur instruments financiers à caractère opérationnel », « pertes de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers », « charges de restructurations », « effets de périmètre » et « autres éléments non récurrents ». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.5.17 des états financiers consolidés au 31 décembre 2011 ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement d'instruments financiers dérivés, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôt relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique, dont le Groupe conteste la légalité ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique « quote-part de résultat des entreprises associées ». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

NOTE 5 GOODWILL ET IMMOBILISATIONS

<i>En millions d'euros</i>	Goodwill	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
A. VALEUR BRUTE AU 31 DÉCEMBRE 2011	31 782	20 480	127 869
Acquisitions		363	3 248
Cessions		(230)	(327)
Variations de périmètre	(426)	55	(585)
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente			(420)
Autres variations	(355)	294	(166)
Écarts de conversion	138	124	984
Au 30 juin 2012	31 138	21 086	130 603
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31 DÉCEMBRE 2011	(420)	(7 254)	(37 749)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(0)	(607)	(3 204)
Cessions		218	288
Variations de périmètre	0	2	99
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente			71
Autres variations		(19)	86
Écarts de conversion	(9)	(34)	(243)
Au 30 juin 2012	(429)	(7 694)	(40 652)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE AU 31 DÉCEMBRE 2011 (A + B)	31 362	13 226	90 120
Au 30 juin 2012	30 710	13 392	89 952

Les effets des variations de périmètre sur le premier semestre 2012 proviennent essentiellement du changement de méthode de consolidation de Senoko (cf. Note 2.4), de la cession d'Eurawasser (cf. Note 2.2.3), ainsi que d'acquisitions individuellement non significatives.

La diminution de 355 millions d'euros de la valeur comptable des goodwills, figurant sur la ligne « Autres variations », provient principalement de :

- la mise à jour de la comptabilité d'acquisition sur les activités de stockage en Allemagne acquises en 2011 (cf. Note 2.5) ;
- la diminution de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les titres représentant 43,16% du capital de La Compagnie du Vent (cf. Note 6.2), dont la contrepartie est comptabilisée en goodwill en application des principes comptables Groupe (cf. Note 1.5.11.2 « Passifs financiers » des états financiers consolidés au 31 décembre 2011).

Suite au classement de Sohar Power Company SAOG en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.3), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne « Actifs classés comme détenus en vue de la vente » de l'état de situation financière.

Les pertes de valeur constatées sur le premier semestre 2012 s'élèvent à 279 millions d'euros. Ces pertes de valeur, décrites dans la Note 4.1.2.1 « Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill », portent principalement sur un actif de production d'électricité en Grèce et sur une centrale en cours de construction en Allemagne.

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations corporelles sont essentiellement constatés sur le dollar américain (+ 374 millions d'euros), le peso chilien (+ 179 millions d'euros), la livre sterling (+ 128 millions d'euros), le dollar australien (+ 103 millions d'euros), la couronne norvégienne (+ 90 millions d'euros) et le réal brésilien (- 285 millions d'euros).

NOTE 6 INSTRUMENTS FINANCIERS

6.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre leur part « non courante » et « courante » sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2012			31 décembre 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 288		3 288	3 299		3 299
Prêts et créances au coût amorti	3 839	25 318	29 157	3 813	24 446	28 260
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	3 839	1 406	5 244	3 813	1 311	5 124
<i>Clients et autres débiteurs</i>		23 912	23 912		23 135	23 135
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 053	6 574	9 628	2 911	8 197	11 108
<i>Instruments financiers dérivés</i>	3 053	5 571	8 624	2 911	5 312	8 223
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat hors dérivés</i>		1 004	1 004		2 885	2 885
Trésorerie et équivalents de trésorerie		18 318	18 318		14 675	14 675
TOTAL	10 181	50 211	60 391	10 023	47 319	57 342

Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2011	3 299
Acquisitions	116
Cessions – valeur comptable hors variations de juste valeur en « Autres éléments du résultat global »	(48)
Cessions – « Autres éléments du résultat global » décomptabilisés	(1)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	98
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(111)
Variations de périmètre, change et divers	(65)
Au 30 juin 2012	3 288

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élevaient à 3 288 millions d'euros au 30 juin 2012 et se répartissent entre 1 283 millions d'euros de titres cotés et 2 005 millions d'euros de titres non cotés.

Concernant les titres cotés ACEA, le Groupe a décidé, compte tenu du caractère prolongé de la baisse du cours de bourse en dessous de son coût historique, de comptabiliser une perte de valeur de 80 millions d'euros sur ces titres au 30 juin 2012.

6.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en « 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 différents passifs financiers au 30 juin 2012 ainsi que leur ventilation entre leur part « non courante » et « courante » sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2012			31 décembre 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	43 988	21 826	65 814	43 375	13 213	56 588
Instruments financiers dérivés	3 781	5 160	8 941	3 310	5 185	8 495
Fournisseurs et autres créanciers	-	17 656	17 656	-	18 387	18 387
Autres passifs financiers	343	-	343	684	-	684
TOTAL	48 112	44 642	92 754	47 369	36 784	84 153

La variation sur le premier semestre 2012 des « Autres passifs financiers » correspond essentiellement à la diminution de la juste valeur de l'obligation d'achat (*put* sur « participations ne donnant pas le contrôle ») consentie par le Groupe sur les titres représentant 43,16% du capital de La Compagnie du Vent.

6.3 Endettement financier net

6.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	30 juin 2012			31 décembre 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dette financière vis-à-vis des actionnaires minoritaires d'International Power	99	7 875	7 974			
En-cours des dettes financières	43 191	12 684	55 875	42 404	12 163	54 568
Impact du coût amorti	309	367	676	689	243	932
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	390	98	488	281	77	358
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette – passif		801	801		730	730
DETTES FINANCIÈRES	43 988	21 826	65 814	43 375	13 213	56 588
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	183	172	354	76	331	407
DETTE BRUTE ⁽⁴⁾	44 171	21 998	66 168	43 451	13 543	56 994
Actifs liés au financement ⁽³⁾	(261)	(46)	(307)	(311)	(20)	(331)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(261)	(46)	(307)	(311)	(20)	(331)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	(532)	(532)	-	(2 572)	(2 572)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette – actif		(472)	(472)		(314)	(314)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(18 318)	(18 318)	-	(14 675)	(14 675)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(1 157)	(235)	(1 392)	(1 187)	(314)	(1 502)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 157)	(19 557)	(20 714)	(1 187)	(17 875)	(19 063)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	42 753	2 394	45 148	41 952	(4 352)	37 601
Dette financière vis-à-vis des actionnaires minoritaires d'International Power	99	7 875	7 974			
En-cours des dettes financières	43 191	12 684	55 875	42 404	12 163	54 568
Actifs liés au financement ⁽³⁾	(261)	(46)	(307)	(311)	(20)	(331)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	(532)	(532)	-	(2 572)	(2 572)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(18 318)	(18 318)	-	(14 675)	(14 675)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	43 029	1 663	44 692	42 093	(5 104)	36 990

(1) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.

(2) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

(3) Les actifs financiers liés au financement sont présentés en réduction du montant de la dette brute depuis le 31 décembre 2011. Il s'agit généralement de dépôts gagés pour le financement de filiales.

(4) Au 30 juin 2012, la dette brute du Groupe comprend à la fois :

a. La dette financière de 7 974 millions d'euros correspondant à la dette financière vis-à-vis des actionnaires minoritaires d'International Power ; et

b. Les emprunts obligataires de 3 000 millions d'euros, émis le 22 mai 2012, destinés à financer ce paiement des titres International Power le 12 juillet 2012.

Cette émission obligataire n'a en revanche pas d'incidence sur le montant de la dette nette au 30 juin 2012.

6.3.2 Description des principaux événements de la période

6.3.2.1 Incidence des variations de périmètre et des variations de change sur l'évolution de l'endettement net

Au cours du 1^{er} semestre 2012, les variations de périmètre ont généré une augmentation de 7 146 millions d'euros de l'endettement net. Cette augmentation s'explique de la façon suivante :

- l'opération de rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 « Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power ») se traduit par une augmentation de 7 974 millions d'euros de l'endettement net au 30 juin 2012 ;
- les cessions réalisées dans le programme « d'optimisation de portefeuille » (cf. Note 2.2 « Cessions réalisées au cours du 1^{er} semestre 2012 ») ont réduit l'endettement net de 303 millions d'euros ;
- le classement de Sohar en tant « qu'actifs destinés à être cédés » (cf. Note 2.3 « Actifs destinés à être cédés »), ainsi que les autres variations de périmètre, ont un impact total de - 525 millions d'euros sur l'endettement net.

Les variations de change sur le premier semestre se sont traduites par une augmentation de l'endettement net de 392 millions d'euros (dont 251 millions d'euros sur le dollar américain).

6.3.2.2 Financements mis en place dans le cadre de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power

Afin de répondre aux exigences réglementaires britanniques, le Groupe a mis en place le 4 mai 2012 une facilité de crédit syndiquée dédiée dont le montant total s'élève à 6 000 millions d'euros. Le montant de cette facilité a été réduit à 3 000 millions d'euros après l'émission obligataire de 3 000 millions d'euros réalisée le 22 mai 2012. Aucun tirage n'a été effectué sur cette ligne au 30 juin 2012.

Le 22 mai 2012, le Groupe a réalisé une émission obligataire de 3 000 millions d'euros structurée en 3 tranches de 1 000 millions d'euros chacune :

- une 1^{re} tranche à échéance février 2016 portant un coupon fixe de 1,5% ;
- une 2^e tranche à échéance juin 2018 portant un coupon fixe de 2,25% ;

- une 3^e tranche à échéance février 2023 portant un coupon fixe de 3%.

Des swaps de taux variable ont été mis en place sur une partie de l'émission obligataire. Le coût moyen de cette émission obligataire a ainsi été ramené sur le premier semestre 2012 à 1,83%.

6.3.2.3 Autres opérations de financement et de refinancement sans incidence sur l'endettement net

Dans le cadre de ses opérations de financements courantes, le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours du premier semestre 2012 :

- GDF SUEZ a procédé au remboursement du solde de 1 140 millions d'euros de l'emprunt obligataire de 1 750 millions d'euros portant coupon à 4,375%, arrivé à échéance le 16 janvier 2012. Cet emprunt obligataire avait fait l'objet d'un rachat partiel à hauteur de 610 millions d'euros en 2010 ;
- SUEZ Environnement Company a procédé à un tirage de 250 millions d'euros sur une ligne de crédit syndiquée « Club Deal » ;
- le 11 juin 2012, SUEZ Environnement Company a lancé une offre de rachat intermédiaire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant un coupon fixe de 4,875%. À l'issue de ce processus, 191 millions d'euros d'obligations ont été rachetées. Le même jour, SUEZ Environnement Company a lancé une émission complémentaire sur la souche obligataire à 10 ans de 250 millions d'euros, échéance 24 juin 2022, portant un coupon fixe de 4,125%.

Par ailleurs, le Groupe a remboursé par anticipation des dettes bancaires d'entités de la Branche Énergie International en Amérique du Nord pour un montant de 514 millions de dollars (397 millions d'euros).

Enfin, les dettes bancaires arrivant à échéance à fin juin 2012 sur des entités de la Branche Énergie International en Australie, ont été refinancées de la manière suivante :

- la dette de 652 millions de dollars australiens (519 millions d'euros) d'Hazelwood a été refinancée le 29 juin 2012 en interne par le Groupe ;
- la dette de 1 107 millions de dollars australiens (881 millions d'euros) de Loy Yang B a été refinancée par la mise en place d'une nouvelle dette bancaire syndiquée pour un montant de 1 062 millions de dollars australiens (846 millions d'euros), à échéance 30 juin 2017.

6.4 Instruments financiers dérivés

6.4.1 Actifs financiers dérivés

En millions d'euros	30 juin 2012			31 décembre 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	1 157	235	1 392	1 187	314	1 502
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 079	5 305	6 384	969	4 916	5 885
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	818	30	848	755	81	836
TOTAL	3 053	5 571	8 624	2 911	5 312	8 223

6.4.2 Passifs financiers dérivés

En millions d'euros	30 juin 2012			31 décembre 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	183	172	354	76	331	407
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 077	4 891	5 968	994	4 699	5 693
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	2 522	97	2 619	2 241	155	2 396
TOTAL	3 781	5 160	8 941	3 310	5 185	8 495

6.4.3 Détail de la juste valeur des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

En millions d'euros	30 juin 2012				31 décembre 2011			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	2 478	1 079	(2 022)	(1 077)	2 653	969	(2 297)	(994)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	1 018	394	(627)	(320)	1 227	349	(710)	(208)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 460	685	(1 395)	(757)	1 426	620	(1 587)	(786)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	2 827	-	(2 869)	-	2 263	-	(2 402)	-
TOTAL	5 305	1 079	(4 891)	(1 077)	4 916	969	(4 699)	(994)

6.4.4 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2012, le Groupe n'a procédé à aucun changement significatif de classification d'instruments financiers et n'a constaté aucun transfert significatif entre différents niveaux de juste valeur.

NOTE 7 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La politique de gestion des risques est décrite dans la Note 15 des États financiers consolidés au 31 décembre 2011.

7.1 Risques de marché

7.1.1 Risques de marché sur matières premières

7.1.1.1 Activités de portfolio management

Les analyses de sensibilité des activités de portfolio management, présentées ci-après, sont uniquement calculées sur la base du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières figé au 30 juin 2012 et peuvent ne pas être représentatives des

évolutions futures du résultat et des capitaux propres. Les contrats d'achat et de vente de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe conformément à IAS 39 ainsi que les éléments couverts par ces instruments financiers dérivés ne sont pas inclus dans ces analyses.

Analyse de sensibilité <i>En millions d'euros</i>	Variations de prix	30 juin 2012	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+ 10 \$US/bbl	(13)	122
Gaz naturel	+ 3 €/MWh	194	(154)
Charbon	+ 10 \$US/ton	34	54
Électricité	+ 5 €/MWh	(408)	61
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 €/ton	49	(4)
EUR/USD	+ 10%	(5)	(163)
EUR/GBP	+ 10%	40	27
GBP/USD	+ 10%	24	-

Du fait de la faible utilisation de contrats optionnels, l'analyse de sensibilité est symétrique pour des variations de prix à la hausse ou à la baisse.

7.1.1.2 Activités de trading

La quantification du risque de marché des activités de trading par la Value at Risk (VaR) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la VaR. Ce dispositif est complété par un scénario de stress tests, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

Consommation de Value at Risk

En millions d'euros

	30 juin 2012	2012 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2012 ⁽²⁾	Minimum 2012 ⁽²⁾
Activités de trading	3	4	7	2

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2012.

7.1.2 Risque de change

L'analyse de sensibilité a été établie sur base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés 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 fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière 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 plus ou moins de 10% des devises contre euro générerait un gain ou une perte de 17 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissements nets, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact de 368 millions d'euros sur les capitaux propres. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

7.1.3 Risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur base de la situation de l'endettement net (y compris les instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette) à la date de clôture.

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 46 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 16 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au faible niveau des taux court terme (inférieurs à 1%) applicables à un certain nombre d'actifs et de passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture, générerait un gain de 194 millions lié à la variation de juste valeur des dérivés dans le compte de résultat. Une diminution de 1% des taux d'intérêts générerait a contrario une perte de 269 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 366 millions d'euros lié à la variation de l'effet taux de la juste valeur des dérivés en couverture de flux de trésorerie et d'investissements nets comptabilisée dans l'état de situation financière. Une diminution de 1% des taux d'intérêts générerait a contrario une perte de 449 millions d'euros.

7.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, au risque de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels.

7.2.1 Activités opérationnelles

L'encours des créances clients et autres débiteurs, dont l'échéance est dépassée, est analysé ci-après :

Clients et autres débiteurs <i>En millions d'euros</i>	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés Total	Actifs non dépréciés non échus Total	Total
	0-6 mois	6-12 mois	au-delà d'1 an	Total			
Au 30 juin 2012	1 444	327	356	2 127	1 444	21 381	24 953

Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit compte tenu de la diversité de son portefeuille clients.

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie correspond à la juste valeur positive des dérivés. 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.

Risques de contreparties ⁽¹⁾

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012	
	Investment Grade ⁽²⁾	Total
Exposition brute	5 450	6 384
Exposition nette ⁽³⁾	2 390	2 537
% de l'exposition crédit des contreparties « Investment Grade »	94,2%	

(1) Ne comprend pas les positions dont la juste valeur est négative.

(2) 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 à partir d'un outil de notation interne actuellement en cours de déploiement dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

(3) Après prise en compte du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

7.2.2 Activités financières

7.2.2.1 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 créances clients et autres débiteurs) <i>En millions d'euros</i>	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés Total	Actifs non dépréciés non échus Total	Total
	0-6 mois	6-12 mois	au-delà d'1 an	Total			
Au 30 juin 2012	1	1	62	64	427	5 106	5 597

Après prise en compte de l'effet du coût amorti, des variations de juste valeur et des pertes de valeur, la valeur comptable des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) s'élève à 5 244 millions d'euros au 30 juin 2012.

7.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive.

Au 30 juin 2012, le total des encours exposés au risque crédit est de 20 242 millions d'euros.

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2012			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition ⁽³⁾	20 242	92%	6%	2%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baa3 chez Moody's.

(2) L'essentiel de ces deux 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.

(3) Après prise en compte des contrats de collatéralisation.

Par ailleurs au 30 juin 2012, aucune contrepartie ne représentait plus de 9% des placements des excédents de trésorerie.

7.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du Besoin en Fond de Roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

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 20 050 millions d'euros au 30 juin 2012, dont 1 911 millions d'euros de lignes tirées. 78% des lignes de crédit totales et 83% des lignes non tirées sont centralisées.

Au 30 juin 2012, les ressources bancaires représentent 33% de l'encours des dettes financières (hors découverts bancaires, coût amorti, effet des dérivés, et hors la dette financière vis-à-vis des actionnaires minoritaires d'International Power), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 30 877 millions d'euros de dettes obligataires, soit 57% de la dette brute). Les encours d'émission de papier court terme (billets de trésorerie et *Commercial paper*) représentent 10% de la dette brute et s'élèvent à 5 467 millions d'euros au 30 juin 2012.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires, s'élève à 17 586 millions d'euros au 30 juin 2012.

7.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 30 juin 2012, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge par date de maturité sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Total Au 30 juin 2012	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
DETTE FINANCIÈRE VIS-À-VIS DES ACTIONNAIRES MINORITAIRES D'INTERNATIONAL POWER ⁽¹⁾	7 974	7 875	-	-	99	-	-
Emprunts obligataires	30 877	1 236	1 350	2 980	2 856	2 630	19 824
Billets de trésorerie	5 467	5 291	176	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	1 911	186	284	102	96	671	572
Emprunts sur location financement	1 383	67	152	142	122	108	792
Autres emprunts bancaires	13 605	1 311	1 642	2 055	1 107	969	6 522
Autres emprunts	1 369	248	66	99	70	51	836
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 264	1 264	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	55 875	9 603	3 669	5 379	4 250	4 429	28 546
Actifs liés au financement	(307)	(24)	(219)	(24)	-	-	(40)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(532)	(532)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(18 318)	(18 318)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	44 692	(1 397)	3 450	5 356	4 349	4 429	28 506

(1) La dette financière vis-à-vis des actionnaires minoritaires d'International Power a fait l'objet d'un règlement en trésorerie et en titres de créances au 12 juillet 2012.

Les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Total Au 30 juin 2012	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	20 550	812	2 087	1 921	1 766	1 592	12 373

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) :

<i>En millions d'euros</i>	Total Au 30 juin 2012	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	1 030	332	161	(39)	107	66	402

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Total Au 30 juin 2012	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	18 140	638	4 448	2 290	4 736	1 070	4 957

Les facilités de crédit confirmées non utilisées comprennent notamment une facilité de crédit syndiquée de 3 000 millions d'euros mise en place dans le cadre du rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 6.3.2.2).

7.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

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>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 142)	(1 488)	(1 014)	(317)	(126)	(99)	(98)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(2 862)	(2 856)	(6)				
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	3 608	1 852	1 195	369	106	40	46
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 828	2 820	8				
TOTAL AU 30 JUIN 2012	432	328	183	52	(20)	(59)	(52)

NOTE 8 LITIGES ET CONCURRENCE

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec l'Administration fiscale de certains pays. Ces litiges et arbitrages sont comptabilisés en tant que passifs ou constituant, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Cette note décrit les évolutions marquantes survenues dans les procédures présentées dans la Note 26 des états financiers consolidés au 31 décembre 2011 ainsi que les nouveaux litiges nés au cours du 1^{er} semestre 2012.

Le montant des provisions sur litiges au 30 juin 2012 s'élève à 818 millions d'euros contre 763 millions d'euros au 31 décembre 2011.

8.1 Litiges

8.1.1 Slovak Gas Holding (SGH)

En 2011, les négociations entre SGH et l'État slovaque avaient permis d'obtenir le retrait du cadre légal qui restreignait la faculté de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz et une marge raisonnable de profit (loi dite « Lex SPP »).

En revanche, les négociations n'ont pas permis jusqu'à présent de rapprocher les positions des investisseurs étrangers GDF SUEZ et E.ON et celles de l'État slovaque sur d'autres points litigieux. En conséquence, SGH et ses deux actionnaires GDF SUEZ et E.ON ont engagé une procédure d'arbitrage international devant le Centre International de Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI) pour violation du traité de la Charte de l'Énergie par la République Slovaque. La requête arbitrale a été enregistrée le 5 avril 2012 et la désignation des membres du tribunal arbitral est en cours.

8.1.2 OPR sur Electrabel

M. Geenen s'était pourvu en cassation le 2 juin 2010 contre l'arrêt rendu le 24 décembre 2009 par la Cour d'appel de Bruxelles. Dans cet arrêt, la Cour d'appel rejetait la demande de M. Geenen visant à obtenir un complément de prix au titre de l'offre publique de reprise (OPR) lancée en juin 2007 par SUEZ sur les actions Electrabel qu'elle ne détenait pas encore.

La Cour de cassation a rendu, le 3 mai 2012, un arrêt prononçant la cassation de l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles.

8.1.3 Total Énergie Gaz

GDF SUEZ achète du gaz naturel auprès de Total Énergie Gaz (« TEGAZ »), filiale du groupe Total, au titre du Contrat de Fourniture de Gaz Naturel signé le 17 octobre 2004 et a réclamé une révision du prix contractuel avec effet au 1^{er} mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, GDF SUEZ a soumis en mars 2012 le différend portant sur la révision du prix contractuel à un collège d'experts conformément au contrat. Le collège d'experts étant constitué à ce jour, le calendrier et les modalités de la procédure seront prochainement arrêtés. En avril 2012, TEGAZ a notifié un différend quant à l'interprétation de certaines clauses du contrat susvisé, qui fait à ce jour l'objet d'une procédure d'arbitrage selon le règlement de l'Association Française de l'Arbitrage (AFA). TEGAZ

a sollicité une mesure d'urgence visant à suspendre la procédure d'expertise pendant la procédure d'arbitrage, dont le bien-fondé et la nécessité sont contestés par GDF SUEZ. Les procédures sont en cours.

8.1.4 Fos Cavaou – Exploitation

L'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation totale du terminal de Fos Cavaou a été accordé le 14 février 2012.

8.1.5 La Compagnie du Vent

Jean-Michel Germa estime que GDF SUEZ a engagé sa responsabilité contractuelle et sa responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que P-DG de La Compagnie du Vent. À cet effet, Jean-Michel Germa a, le 15 février 2012, assigné GDF SUEZ devant le Tribunal de Commerce de Paris afin qu'elle soit condamnée et en obtenir réparation.

Par ailleurs, SOPER a assigné le 15 mai 2012, GDF SUEZ, La Compagnie du Vent et l'actuel P-DG devant le Tribunal de Commerce de Montpellier. SOPER demande une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation.

8.1.6 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Le Conseil d'État a annulé le 10 juillet 2012, à la suite de requêtes déposées par GDF SUEZ et l'ANODE (opérateurs détaillant en énergie), l'arrêté du 29 septembre 2011 sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pris par les ministres de l'économie et de l'énergie.

Dans sa décision rendue au fond, la Haute Juridiction relève, en effet, que l'arrêté est entaché d'une erreur de droit, en ce qu'il fixe les tarifs à un niveau inférieur à celui qui aurait résulté de l'application de la formule tarifaire telle que déterminée par la réglementation en vigueur.

Si, selon le Conseil d'État, les ministres avaient estimé que les évolutions constatées des coûts d'approvisionnement rendaient nécessaires une modification de la formule tarifaire, il leur appartenait de procéder à cette modification avant d'arrêter de nouveaux tarifs.

Le Conseil d'État a enjoint aux ministres de prendre, dans un délai d'un mois, un nouvel arrêté tarifaire fixant une évolution des tarifs conforme à la réglementation pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 31 décembre 2011.

Le gel des tarifs sur le dernier trimestre 2011 a représenté un manque à gagner estimé à environ 290 millions d'euros. Les conséquences financières de la décision du Conseil d'État et du nouvel arrêté tarifaire seront comptabilisées au cours du second semestre 2012.

Par ailleurs, l'arrêté ministériel du 18 juillet 2012 fixe à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France pour la période du 20 juillet 2012 au 31 décembre 2012. Le Groupe considère que cette évolution tarifaire ne lui permet pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

8.1.7 Contestation d'une décision de la CREG approuvant les tarifs d'injection d'ELIA

En décembre 2011, la CREG (régulateur belge des marchés du gaz et de l'électricité) a approuvé la proposition tarifaire d'ELIA SYSTEM OPERATOR (gestionnaire du réseau de transport d'électricité) pour la période 2012-2015. Electrabel y est opposée principalement s'agissant de deux aspects : (i) l'application de tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau et (ii) les tarifs d'injection pour les services auxiliaires.

Une procédure en annulation et en suspension de la décision de la CREG a été entamée par Electrabel devant la Cour d'appel de Bruxelles en janvier 2012. La procédure est en cours.

8.1.8 Melbourne – Aquasure

Le 24 avril 2012, un nouveau moratoire a été signé entre Aquasure (dont SUEZ Environnement détient 21%) et la joint-venture (constituée de Thiess, groupe Leighton, pour 65% et de Degrémont, filiale de SUEZ Environnement, pour 35%) en charge de la conception et la construction de l'usine de dessalement d'eau de mer. L'objet de ce moratoire est d'assurer le financement d'Aquasure entre le 1^{er} juillet 2012 et la réception de l'usine d'une part et de permettre la présentation et la poursuite des réclamations contre l'État de Victoria d'autre part.

Ce moratoire, dont le terme est fixé au 28 février 2013, a été approuvé par les banques prêteuses le 18 mai 2012.

D'autre part, SUEZ Environnement et son partenaire, le groupe Leighton, considèrent que la majorité des surcoûts sont liés à des éléments dont certains relèvent de la force majeure, et qu'ils ne leur sont pas imputables en totalité. Dans ce cadre, des réclamations d'un montant supérieur à 1 milliard de dollars australiens ont été présentées par la joint-venture de construction.

8.1.9 NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij)

En juin 2011, NAM avait assigné GDF SUEZ E&P Nederland BV, Groupe GDF SUEZ, en paiement d'un ajustement de prix dans le cadre des accords de cession à GDF SUEZ d'actifs d'Exploration - Production situés aux Pays-Bas et d'une participation dans Nogat BV, au titre d'une charge d'impôt de 50 millions d'euros qu'elle prétendait avoir supportée pour le compte de GDF SUEZ entre la date d'effet et la date de conclusion de la transaction. Cette demande d'ajustement avait toujours été contestée par GDF SUEZ comme non conforme aux accords.

En réponse aux demandes de NAM, GDF SUEZ E&P Nederland BV avait déposé une réclamation contre NAM de 5,9 millions d'euros.

Le 21 mai 2012, la *District Court* de La Haye a débouté GDF SUEZ E&P Nederland BV de sa demande et l'a condamnée à payer la demande en principal de NAM, majorée d'un taux d'intérêt de 3,8% à compter du 17 janvier 2011.

La décision étant exécutoire, le règlement a d'ores et déjà été effectué. GDF SUEZ E&P Nederland BV a pris la décision d'interjeter appel. La décision devrait intervenir dans un an environ.

8.1.10 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, Groupe GDF SUEZ, contestait l'enrôlement de 323 millions de reais brésiliens (128 millions d'euros) notifié le 30 décembre 2010 par l'Administration fiscale brésilienne au titre des exercices 2005 à 2007. L'Administration fiscale refusait, à tort selon Tractebel Energia, des déductions liées à un dispositif d'incitation fiscal « RIC » sur des immobilisations en constructions.

En février 2012, Tractebel Energia a obtenu une décision favorable qui est actuellement soumise à confirmation par le tribunal administratif.

8.2 Concurrence et concentrations

8.2.1 Megal

Le 8 juillet 2009, la Commission européenne avait adopté une décision condamnant GDF SUEZ et E.ON pour entente et avait infligé une amende de 553 millions d'euros à chacune des entreprises. Cette amende avait été payée par GDF SUEZ. Le 18 septembre 2009, GDF SUEZ avait introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de la décision prise par la Commission européenne.

Le 29 juin 2012, le Tribunal de l'Union européenne a fixé à 320 millions d'euros le montant de l'amende infligée à GDF SUEZ, réduisant ainsi de 233 millions le montant initialement imposé de l'amende de 553 millions d'euros. Cet arrêt est susceptible de faire l'objet d'un pourvoi, non suspensif, devant la Cour de Justice de l'Union européenne dans un délai de 2 mois et 10 jours.

Le Groupe a reçu le 31 juillet 2012 ce remboursement de 233 millions d'euros.

8.2.2 Enquête dans le secteur de l'eau et de l'assainissement en France

La Commission européenne a procédé, au cours du mois de mars 2012, à une nouvelle inspection dans les locaux de Lyonnaise des Eaux.

NOTE 9 TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les transactions réalisées avec les parties liées au cours de la période n'ont pas eu d'incidence significative sur la situation financière ou les résultats du Groupe au 30 juin 2012.

Au cours du premier semestre 2012, aucune évolution significative n'est intervenue dans les relations avec les parties liées telles que décrites dans la Note 24 des états financiers consolidés au 31 décembre 2011.

NOTE 10 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

10.1 Décisions du gouvernement belge concernant la production d'énergie d'origine nucléaire

Le Conseil des Ministres a annoncé suite à ses réunions des 4 et 20 juillet 2012 un ensemble de décisions relatives au marché de l'électricité. En particulier, le gouvernement belge a confirmé le calendrier suivant tout en supprimant la possibilité, prévue par l'article 9 de la Loi de 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire, de déroger au calendrier de sortie du nucléaire par un simple arrêté royal :

- Les réacteurs de Doel 1 et Doel 2 seront fermés en 2015 tandis que la durée d'exploitation de Tihange 1 sera prolongée de 10 ans jusqu'en 2025 ;
- Les réacteurs de Doel 3, Tihange 2 et Tihange 3/Doel 4 fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025.

Le Conseil des Ministres a par ailleurs annoncé avoir pris un certain nombre d'autres décisions, dont celle d'une « mise à disposition » de la capacité nucléaire qui serait prolongée. Il a également réitéré sa volonté de continuer à percevoir une contribution nucléaire pendant la législature actuelle.

Le Groupe s'est exprimé publiquement pour constater que le gouvernement belge, par ces décisions, ne respecte pas le protocole d'accord conclu en octobre 2009 lequel comprend des engagements fermes et réciproques qui lient les parties, notamment en ce qui concerne la prolongation de la durée de vie des centrales Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 pour une durée de dix ans.

Aucun élément ne permet d'évaluer la soutenabilité économique d'une telle perspective de « mise à disposition » de la capacité nucléaire qui serait prolongée. A ce stade, les contenus et implications de la plupart de ces annonces demeurent imprécis, tant du point de vue du schéma énergétique général que des conditions d'exploitation et d'application des mécanismes envisagés.

Dans ce contexte, et dans l'attente des précisions nécessaires, le Groupe se tient à la disposition du gouvernement pour faire valoir son point de vue et pour obtenir la clarté nécessaire sur les éléments économiques.

À ce stade, sur la base des éléments dont il dispose à la date de publication et des études d'experts indépendants réalisées sur ce sujet, le Groupe n'a pas modifié sa vision industrielle et considère notamment qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. Ainsi, sur la base de ce qui précède, le Groupe estime que ces nouveaux éléments n'ont pas d'incidence sur les états financiers consolidés et, en particulier, que la valeur recouvrable des actifs amortissables et du goodwill concernés demeure supérieure à leur valeur comptable.

10.2 Placement d'une émission obligatoire de 1 500 millions d'euros

Le 10 juillet 2012, le Groupe a réalisé une émission obligatoire de 1 500 millions d'euros structurée en deux tranches de 750 millions d'euros chacune :

- une 1^{re} tranche à échéance juillet 2017 portant un coupon fixe de 1,5% ;
- une 2^{de} tranche à échéance juillet 2022 portant un coupon fixe de 2,625%.

Cette émission a été réalisée dans le cadre du financement de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power.

Elle réduit à due concurrence la ligne de crédit syndiquée contractée le 4 mai 2012 (cf. Note 6.3.2.2) portant ainsi le montant confirmé sur cette ligne à 1 500 millions d'euros.

10.3 Rachat d'actions International Power créées suite à la conversion d'une partie des obligations convertibles en actions International Power

Le 13 juillet 2012, le Groupe a procédé au rachat des 118 millions de titres International Power résultant des conversions réalisées entre le 1^{er} et le 10 juillet 2012 par des détenteurs d'obligations convertibles en actions International Power.

Le décaissement effectué s'élève à 620 millions d'euros. Compte tenu de la décomptabilisation des dettes financières correspondant

aux obligations convertibles exercées, dont la valeur comptable s'élève à 566 millions d'euros au 30 juin 2012, et des 15 millions d'euros d'impôts différés actifs y afférents, ces transactions se traduisent par une augmentation de 54 millions d'euros de l'endettement net et une réduction de 69 millions d'euros des capitaux propres totaux.

Déclaration des personnes responsables du rapport financier semestriel

Nous attestons qu'à notre connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2012 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes semestriels, des principales transactions entre parties liées, ainsi que des principaux risques et principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

Courbevoie, le 1^{er} août 2012

Gérard Mestrallet

Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli

Vice-Président, Directeur Général Délégué

Rapport des commissaires aux comptes sur l'information financière semestrielle

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2012

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales et en application de l'article L. 451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes semestriels consolidés condensés de la société GDF SUEZ, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2012, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés condensés ont été établis sous la responsabilité de votre Conseil d'Administration dans un contexte, qui prévalait déjà à la clôture de l'exercice au 31 décembre 2011, de forte volatilité des marchés et de crise financière de la zone Euro dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. Ce contexte est décrit dans la note 1.3 « Utilisation d'estimations et du jugement » de l'annexe aux comptes semestriels consolidés condensés. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. CONCLUSION SUR LES COMPTES

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes semestriels consolidés condensés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

2. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes semestriels consolidés condensés sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes semestriels consolidés condensés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 1^{er} août 2012

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce

Charles-Emmanuel Chosson

MAZARS

Isabelle Sapet

Thierry Blanchetier



Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée.

Il est disponible sur le site gdfsuez.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.

Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion

GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 321 773 449 euros
Siège social : 1, place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
VAT FR 13 542 107 651

gdfsuez.com