

GDF SUEZ

COMPTES CONSOLIDÉS **2011**

ETRE UTILE AUX HOMMES

Rapport d'activité

	Pages		Pages		
I.1	ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS	3	I.4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET	16
			I.4.1	Marge brute d'autofinancement opérationnelle	16
I.2	ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE 5		I.4.2	Variation du besoin en fonds de roulement	17
I.2.1	Branche Énergie France	5	I.4.3	Investissements nets des cessions	17
I.2.2	Branche Énergie Europe & International	7	I.4.4	Rachat d'actions et dividendes	18
I.2.3	Branche Global Gaz & GNL	11	I.4.5	Endettement au 31 décembre 2011	18
I.2.4	Branche Infrastructures	12	I.5	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	18
I.2.5	Branche Énergie Services	13	I.6	COMPTES SOCIAUX	19
I.2.6	Branche Environnement	14	I.7	PERSPECTIVES	20
I.2.7	Autres	14			
I.3	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	15			

Les résultats 2011 du Groupe GDF SUEZ sont solides, en dépit d'un environnement difficile, caractérisé notamment par des conditions climatiques exceptionnellement chaudes, des problématiques tarifaires pour le gaz en France, ainsi que par la persistance du phénomène de décorrélation gaz/pétrole dans un contexte de prix des énergies toujours incertain et volatil.

Le **chiffre d'affaires** de 90,7 milliards d'euros est en progression brute de + 7,3% (croissance organique de + 2,1%) par rapport à 2010. Cette croissance provient du fort développement du Groupe à l'international, de l'intégration d'International Power depuis février 2011, de la progression des ventes chez Global Gaz & GNL, notamment dans l'Exploration-Production et le GNL ainsi que du bon niveau d'activité chez SUEZ Environnement.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 16,5 milliards d'euros, est en croissance brute de + 9,5% (décroissance organique limitée de - 0,3%, en dépit des conditions climatiques défavorables et des problématiques tarifaires en France). Cette progression brute s'explique par la contribution d'International Power, l'impact des mises en service dans tous les métiers du Groupe, la contribution du programme de performance Efficio, mais également par la croissance des métiers de l'environnement ainsi que par la robustesse des activités de services, pourtant confrontées à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés européens. Ces éléments de croissance permettent d'ailleurs de largement surcompenser les effets très défavorables du climat et des tarifs du gaz naturel en France. Corrigée de ces deux impacts, la croissance organique de l'EBITDA serait positive, et le niveau absolu de l'indicateur ainsi corrigé est en cohérence avec l'objectif annoncé par le Groupe d'un EBITDA 2011 compris entre 17,0 et 17,5 milliards d'euros.

Le **résultat opérationnel courant** est en croissance brute de + 2,1%, impacté par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions résultant des regroupements d'entreprises et des mises en service intervenues sur la période. Cet agrégat est également affecté d'un effet comptable et non récurrent de *mark-to-market* en lien avec la comptabilisation du regroupement d'entreprises d'International Power.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 4,0 milliards d'euros, en recul par rapport à celui du 31 décembre 2010, sous l'effet des impacts défavorables du climat et des tarifs du gaz naturel en France.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle s'établit à 16,1 milliards d'euros, en hausse de + 9,4% par rapport au 31 décembre 2010, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

Corrigée de certains actifs directement adossés aux financements ainsi que de certains instruments dérivés, la dette nette⁽¹⁾ s'élève à 37,6 milliards d'euros à fin décembre 2011 et diminue de 4 milliards d'euros par rapport au niveau pro forma, y compris International Power, de la dette à fin 2010. Cette évolution s'explique par un bon niveau de génération de *cash flows*, par la concrétisation, pour 6,5 milliards d'euros de cessions entrant dans le cadre du programme de rotation d'actifs du Groupe de 10 milliards d'euros, et enfin par le classement en actif détenu en vue d'être cédé de notre participation dans la centrale de Hidd Power Company (- 0,6 milliard d'euros).

(1) Nouvelle définition de la dette nette (voir note 14 des comptes consolidés).

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

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	90 673	84 478	7,3%
EBITDA	16 525	15 086	9,5%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(7 115)	(5 899)	
Charges nettes décaissées des concessions	(294)	(265)	
Paiements en actions	(138)	(126)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 978	8 795	2,1%

Le chiffre d'affaires du Groupe en 2011 s'établit à 90,7 milliards d'euros, en hausse de + 7,3% par rapport à 2010. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 2,1%.

Les effets de périmètre ont un impact de + 4 785 millions d'euros.

Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 5 841 millions d'euros au chiffre d'affaires et correspondent essentiellement à l'entrée des entités d'International Power (+ 4 050 millions d'euros), à la réorganisation des activités du Groupe auparavant réalisées en partenariat avec Acea en Italie, à l'impact de l'intégration globale d'Agbar chez SUEZ Environnement, à l'entrée au périmètre des activités de Services des sociétés Utilicom, ProEnergie et Thion – Ne Varietur ainsi qu'à l'acquisition de différents sites de stockage de gaz en Allemagne.

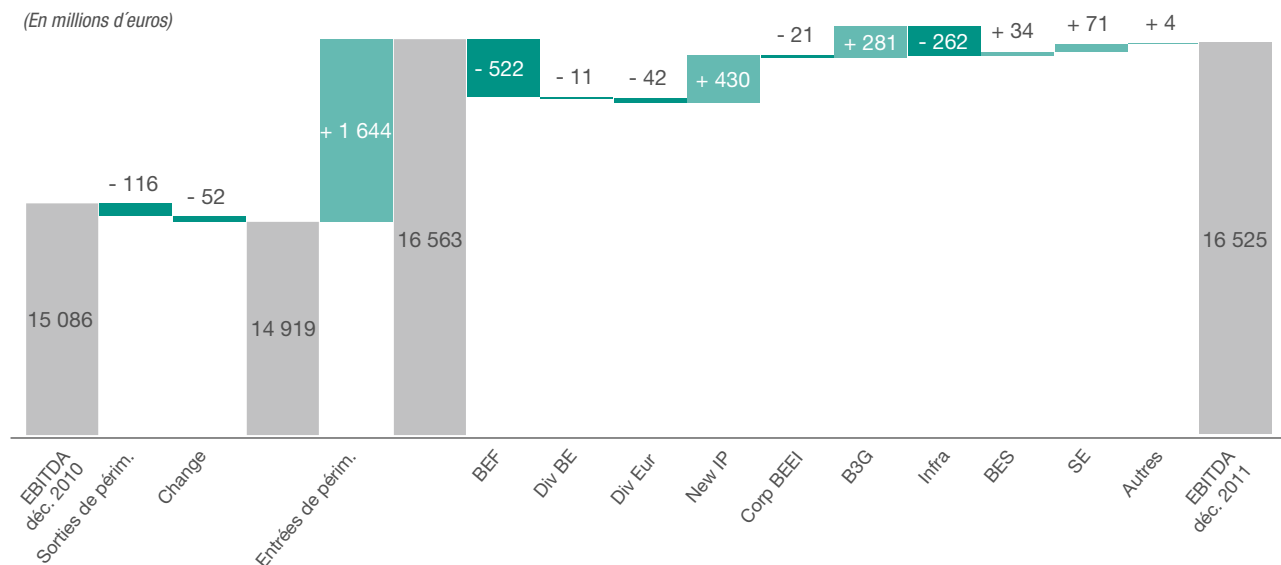
Les sorties de périmètre s'élèvent à 1 056 millions d'euros et concernent essentiellement les opérations de réorganisation du Groupe en Italie, la cession d'Adeslas et Bristol Water chez SUEZ Environnement.

Les effets de change impactent le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de - 297 millions d'euros, du fait principalement de l'évolution du dollar américain.

Toutes les branches du Groupe connaissent une croissance de leur chiffre d'affaires contributif, en brut comme en organique à l'exception de la branche Énergie France, impactée par une baisse sensible de ses ventes, du fait principalement d'un climat particulièrement chaud sur la période et d'une base de comparaison défavorable en raison du climat froid en 2010.

L'EBITDA progresse de + 9,5% pour s'établir à 16,5 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est presque stable (- 0,3%).

(En millions d'euros)



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

Les effets de périmètre ont un impact net de + 1 528 millions d'euros.

Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 1 644 millions d'euros à l'EBITDA et correspondent aux opérations déjà évoquées ci-avant, portées par les branches Énergie Europe & International (dont 1 263 millions d'euros liés à International Power et Hidd Power Company), SUEZ Environnement, Énergie Services et la branche Infrastructures.

Les sorties de périmètre représentent 116 millions d'euros et concernent principalement les mêmes entités que celles commentées pour le chiffre d'affaires.

Les impacts de change sont peu significatifs, à - 52 millions d'euros.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à - 38 millions d'euros (- 0,3%), hors correction climatique et impact des tarifs du gaz naturel en France :

- ▶ L'EBITDA de la branche Énergie France est en fort recul organique (- 50,7%), les activités de commercialisation de gaz ayant été très significativement impactées par les conditions climatiques exceptionnellement chaudes (ventes de gaz naturel) de l'année 2011. Le surcroît de retard tarifaire, dont l'impact 2011 s'établit à - 395 millions d'euros, pèse également dans ce recul.
- ▶ L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est en quasi-stabilité organique (- 0,5%), les efforts constants de réduction des coûts opérationnels et l'impact année pleine de la mise en service d'une centrale électrique aux Pays-Bas permettant de compenser la contraction des marges électriques (prix moindres), les effets climatiques négatifs principalement sur les ventes de gaz ainsi que de la non-reconduction des éléments non récurrents ayant impactés positivement les résultats de l'année 2010 (produit lié aux taxes pour sites non utilisés).
- ▶ L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Europe (- 4,3%) est impacté négativement par les conditions de marché peu favorables en Europe (prix, volumes, climat, régulation) ainsi que par la non-reconduction d'éléments non récurrents positifs de l'année 2010.
- ▶ La Division International Power, en revanche, est en forte croissance organique (+ 17,3%), avec un EBITDA tiré par les performances opérationnelles des activités réalisées en Amérique Latine (effets volumes et prix positifs au Brésil et au Chili) et Amérique du Nord (bonne tenue des activités GNL).
- ▶ La branche Global Gaz & GNL renoue avec une croissance organique à deux chiffres de son EBITDA (+ 13,5%), la bonne performance des activités d'Exploration-Production (effets volumes des mises en service récentes et effets prix positifs sur le Brent), des activités de GNL (accroissement des re-routages de cargaisons) permettant dorénavant de surcompenser les effets défavorables du *spread* gaz/pétrole, l'aléa climatique chaud ainsi que la contraction des ventes aux Grands Comptes Européens.
- ▶ La branche Infrastructures voit son EBITDA reculer de - 8,1% en organique, la mise en service du terminal de regazéification de Fos Cavaou, les augmentations de tarifs de transport et de distribution n'ayant que partiellement compensé la diminution des volumes liés aux effets climatiques exceptionnels de l'année 2011.
- ▶ La branche Énergie Services connaît une croissance organique de son EBITDA de + 3,7%, ce qui démontre sa capacité à faire face à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés européens.
- ▶ SUEZ Environnement bénéficie d'une croissance organique de + 3,1% de son EBITDA sous l'effet de volumes en croissance et de prix des matières premières secondaires soutenus dans les déchets, de la croissance très significative d'Agbar tandis que le segment International est affecté par le retard dans la construction de l'usine de Melbourne.

Le résultat opérationnel courant est en croissance brute de + 2,1% par rapport au 31 décembre 2010 et s'établit à 9,0 milliards d'euros. Hors effets de change et de périmètre, l'indicateur est en recul organique de - 6,8%. Ce recul est lié à l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, celle-ci résultant de l'effet des mises en service intervenues sur la période. La charge d'amortissement intègre par ailleurs l'impact d'un effet comptable et non récurrent (- 121 millions d'euros) de *mark-to-market* en lien avec l'intégration d'International Power.

I.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

I.2.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

Contributifs au Groupe

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	13 566	14 982	- 9,5%
EBITDA	505	1 023	- 50,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(430)	(374)	
Paiements en actions	(5)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	70	646	- 89,2%

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Ventes de gaz	219,2	292,4	- 25%
Vente d'électricité	41,2	36,5	13%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31/12/2011	31/12/2010	Variation
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(30,4)	25,8	(56,2)

À fin décembre 2011, le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie France est en recul de 1 416 millions d'euros. La baisse des volumes de gaz vendus est partiellement compensée par la progression des ventes d'électricité en prix et en volume ainsi que par la hausse des tarifs du gaz, qui ne reflète cependant qu'une partie de la hausse des coûts d'approvisionnement.

Les **ventes de gaz** naturel s'établissent à 219 TWh en retrait de 25% par rapport à 2010, principalement du fait de la différence de climat entre les deux périodes. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 88% sur le marché des particuliers et d'environ 65% sur le marché d'affaires. Les **ventes d'électricité** progressent de 13% et atteignent 41 TWh grâce à la croissance des ventes aux clients directs.

La **production d'électricité** (30 TWh) recule de 8% du fait d'une hydraulité exceptionnellement faible, en partie compensée par les mises en service de deux centrales thermiques en 2010 (Combigolfe et Montoir-de-Bretagne) et par le développement du parc éolien.

L'**EBITDA** est en retrait de 518 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2010 du fait de la combinaison des effets principaux suivants :

- ▶ le différentiel très important de conditions climatiques pesant pour 56 TWh pour les ventes de gaz et près de 4,5 TWh pour la production d'électricité (hydraulité) ;

- ▶ le surcroît de retard tarifaire, dont l'impact 2011 s'élève à 395 millions d'euros ;
- ▶ partiellement compensés par des effets prix positifs, en lien avec les politiques de couverture mises en place (ventes couvertes à des prix élevés de 2008 notamment).

Le **résultat opérationnel courant** suit la même tendance que celle de l'EBITDA et est également impacté par la croissance des dotations aux amortissements associée aux mises en service des actifs éoliens et thermiques.

Évolution des tarifs

Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique (DP) décidées depuis 2009. Les tarifs sont restés stables entre juillet 2010 et mars 2011. La forte hausse des coûts d'approvisionnement en gaz a conduit à une augmentation de 2,45 €/MWh au 1^{er} avril 2011. Au 1^{er} juillet 2011 et au 1^{er} octobre, les hausses de 1,38 €/MWh et de 2,16 €/MWh n'ont concerné que les clients industriels et tertiaires.

I.2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

Ce gel partiel a été en partie suspendu par une ordonnance du Conseil d'État. Suite à cette décision, un nouvel arrêté a été pris par le gouvernement en date du 22 décembre 2011 qui actualise la

formule d'approvisionnement retenue pour l'élaboration des tarifs et prévoit une hausse de 4,4% en moyenne au 1^{er} janvier 2012.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2009	
1 ^{er} janvier	- € par MWh
1 ^{er} avril	- 5,28 ⁽¹⁾ € par MWh
2010	
1 ^{er} avril	4,03 € par MWh
1 ^{er} juillet	2,28 € par MWh
1 ^{er} octobre	- € par MWh
2011	
1 ^{er} janvier	- € par MWh
1 ^{er} avril	2,45 € par MWh

(1) Le mouvement sur le tarif B1 au 1^{er} avril 2009 est de - 4,63 €/MWh.

	Niveau moyen de modification tarifaire pour les clients industriels et tertiaires
1 ^{er} juillet	1,38 € par MWh
1 ^{er} octobre	2,16 € par MWh

Tarifs à souscription

Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours euro/dollar, l'évolution du prix d'un panier de produits pétroliers et l'évolution des cours du gaz naturel sur la place TTF.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2009	
1 ^{er} janvier	- 8,52 € par MWh
1 ^{er} avril	- 9,69 € par MWh
1 ^{er} juillet	1,38 € par MWh
1 ^{er} octobre	3,88 € par MWh
2010	
1 ^{er} janvier	0,48 € par MWh
1 ^{er} avril	1,41 € par MWh
1 ^{er} juillet	3,14 € par MWh
1 ^{er} octobre	- € par MWh
2011	
1 ^{er} janvier	- 0,58 € par MWh
1 ^{er} avril	3,29 € par MWh
1 ^{er} juillet	3,68 € par MWh
1 ^{er} octobre	- 0,33 € par MWh

I.2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE & INTERNATIONAL

I.2.2.1 Chiffres clés

Contributifs au Groupe <i>En millions d'euros</i>	31/12/2011				31/12/2010				Variation brute en %
	Division Benelux/ Allemagne	Division Europe	International Power	BEEI - Énergie Europe & International	Division Benelux/ Allemagne	Division Europe	International Power	BEEI - Énergie Europe & International	
Chiffre d'affaires	13 901	7 001	15 754	36 656	14 257	6 491	11 022	31 770	15,4%
EBITDA	2 216	1 061	4 225	7 453	2 272	1 053	2 533	5 831	27,8%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(737)	(459)	(1 470)	(2 666)	(610)	(447)	(827)	(1 884)	
Paiements en actions	(9)	(3)	(1)	(12)	(6)	(1)	(3)	(10)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 471	600	2 754	4 775	1 657	604	1 704	3 937	21,3%

Les données des tableaux chiffrés ci-dessus n'intègrent pas la contribution des entités Corporate.

I.2.2.2 Division Benelux & Allemagne

Les volumes d'électricité vendus sur la zone sont en recul de - 8,3% à 120,4 TWh et le chiffre d'affaires diminue de - 557 millions d'euros par rapport à 2010 avec une forte disparité selon les pays : diminution sensible des volumes vendus en Belgique et au Luxembourg, moindre aux Pays-Bas et une stabilité en Allemagne.

- ▶ En Belgique et au Luxembourg, la baisse des volumes, qui concerne principalement les ventes aux clients affaires est quasiment compensée par une augmentation du prix de vente provenant de la répercussion de la hausse des coûts des réseaux de transport et distribution.
- ▶ Aux Pays-Bas, le chiffre d'affaires diminue de - 187 millions d'euros (- 12,2%) en raison d'une contraction des volumes et du prix moyen de vente sur l'ensemble des segments de clientèle.
- ▶ En Allemagne, l'augmentation des ventes de + 40 millions d'euros (+ 3,1%) est essentiellement attribuable à l'augmentation du prix moyen, tous segments confondus.
- ▶ Les ventes en dehors de la région Benelux & Allemagne ne représentent plus que 649 millions d'euros, en diminution de - 4,0 TWh.

Le chiffre d'affaires des ventes de gaz est en contraction de - 1,6% pour une diminution des volumes vendus de - 7,9 TWh (- 8,8%). La diminution des volumes est donc en partie compensée par l'augmentation des prix de vente qui reflète l'évolution du marché, en particulier en Belgique. La diminution des volumes vendus est

attribuable pour - 11,6 TWh aux températures plus clémentes de 2011.

L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne atteint 2 216 millions d'euros à fin décembre 2011 soit une diminution de - 2,5% par rapport à 2010. La décroissance organique est de - 0,5% et résulte des éléments suivants :

- ▶ la Division bénéficie en année pleine de la mise en service en octobre 2010 de la nouvelle centrale Maxima aux Pays-Bas ;
- ▶ malgré l'amélioration de la performance de la gestion active du portefeuille européen, la marge énergie belge est pénalisée par une réduction des prix de marché de l'électricité ;
- ▶ les ventes de gaz sont impactées par les conditions climatiques et reculent nettement ;
- ▶ des efforts constants de réductions des coûts opérationnels au sein de la Division permettent d'absorber pour partie ces éléments défavorables.

Le résultat opérationnel courant (ROC) de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'élève à 1 471 millions d'euros par rapport à 1 657 millions d'euros l'année passée. Outre la diminution de l'EBITDA, le ROC se voit réduit d'amortissements plus importants liés à la fermeture anticipée de centrales en Belgique et aux Pays-Bas, à la mise en service des nouvelles centrales de Maxima et de Gelderland (installation Biomasse), et aux actifs acquis auprès d'E.ON.

I.2.2.3 Division Europe

Les effets de périmètre sur le chiffre d'affaires s'élèvent à +211 millions d'euros et sont essentiellement liés à la réorganisation des activités du Groupe en Italie auparavant réalisées en partenariat avec ACEA. Les effets de change ont un impact de -28 millions d'euros.

L'augmentation organique du **chiffre d'affaires**, de + 5,5% (+ 327 millions d'euros) par rapport à décembre 2010, s'explique principalement par les variations suivantes :

- ▶ la région Italie - Grèce (+ 459 millions d'euros) profite de plans de développement avec notamment la mise en service en août 2010 de la centrale Héron 2 en Grèce et de l'accroissement du nombre de clients des activités de commercialisation en Italie. Dans un contexte de marché difficile, le chiffre d'affaires bénéficie également d'une hausse des prix régulés d'électricité et d'un accroissement des ventes du VPP (Virtual Power Plant) ;
- ▶ la péninsule ibérique (- 215 millions d'euros) voit sa production d'électricité diminuer significativement (- 4,3 TWh), conséquence des niveaux de *spark spread* défavorables ;
- ▶ l'Europe centrale et orientale affiche une croissance du chiffre d'affaires de + 83 millions d'euros. Les activités gazières sont portées par des augmentations de tarifs, ne reflétant dans certains pays que partiellement les coûts, et par une augmentation des volumes vendus et distribués en Roumanie (+ 3,7 TWh).

L'**EBITDA** au 31 décembre 2011 de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 1 061 millions d'euros, et présente une augmentation brute de + 8 millions d'euros (+ 0,8%). La diminution

organique de l'**EBITDA** de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'élève à - 42 millions d'euros (- 4,3%) et s'analyse comme suit :

- ▶ l'Europe centrale et l'Europe orientale affichent une décroissance organique de - 24 millions d'euros, qui s'explique principalement par le recul des activités de commercialisation de gaz en Roumanie, lié à la pression pesant sur les coûts d'approvisionnement, par des difficultés d'approvisionnement en charbon local en Pologne et par la baisse des volumes de services auxiliaires en Hongrie. Cette décroissance est en partie compensée par la Slovaquie qui bénéficie de meilleures conditions d'achat de gaz résultant de la renégociation de son principal contrat d'approvisionnement ;
- ▶ la région Italie-Grèce est en croissance organique (+ 18 millions d'euros) malgré des conditions de marché difficiles, du fait du développement des activités de commercialisation, de meilleurs tarifs régulés et de la contribution de la centrale électrique de Héron 2 ;
- ▶ la péninsule ibérique (- 59 millions d'euros), est en retrait notamment suite à la prise en résultat en 2010 d'indemnités non récurrentes sur la construction d'une centrale et à un effet volume négatif important.

Le **résultat opérationnel courant** de la Division s'élève à 600 millions d'euros au 31 décembre 2011, en décroissance organique de - 12,0%. Les facteurs explicatifs de son évolution sont essentiellement ceux de l'**EBITDA**.

I.2.2.4 International Power

Contributifs au Groupe <i>En millions d'euros</i>	31/12/2011							31/12/2010							Inter- national Power	Variation brute en %
	Amerique Latine	Amerique du Nord	Europe IP	META	Asie	Australie	Inter- national Power	Amerique Latine	Amerique du Nord	Europe IP	META	Asie	Australie			
Chiffre d'affaires	3 694	4 830	3 410	1 175	1 764	877	15 754	3 208	4 215	1 493	727	1 380		11 022	42,9%	
EBITDA	1 736	1 015	600	304	332	347	4 225	1 475	617	95	187	233		2 533	66,7%	
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(404)	(445)	(310)	(59)	(94)	(156)	(1 470)	(349)	(319)	(65)	(20)	(72)		(827)		
Paiements en actions							(1)								(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 332	570	290	245	238	191	2 754	1 126	298	29	168	162		1 704	61,6%	

Les données des tableaux chiffrés ci-dessus n'intègrent pas la contribution des entités Corporate.

Le **chiffre d'affaires** de la Division **International Power** s'établit à 15 754 millions d'euros, en croissance brute de + 42,9% et en progression organique de + 8,3%. Au-delà des effets de périmètre de 4,2 milliards d'euros (principalement l'intégration des actifs acquis d'IP), les ventes sont tirées par la croissance des régions Amérique

Latine, (avec notamment les mises en service de centrales au Brésil et au Panama), d'Asie, META (Moyen-Orient, Turquie et Afrique), mais aussi l'Amérique du Nord du fait de l'activité GNL, ainsi que par les activités *retail* dans la région Royaume-Uni et Autre Europe.

L'évolution du chiffre d'affaires à fin décembre 2011 est détaillée dans la publication d'International Power du 8 février 2012.

L'**EBITDA** au 31 décembre 2011, à 4 225 millions d'euros, est en progression encore plus soutenue que le chiffre d'affaires (+ 66,7% en brut et + 17,3% en organique). Cette croissance est essentiellement tirée par les régions Amérique Latine et Amérique du Nord.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 2 754 millions d'euros contre 1 704 à fin 2010, soit une croissance brute de + 61,7% et organique de + 24,2%.

Région Amérique Latine

Le chiffre d'affaires de la région Amérique Latine est en progression brute de 486 millions d'euros à 3 694 millions d'euros. Il comprend des effets de périmètre nets de 121 millions d'euros nets principalement liés à la prise de contrôle du terminal gazier de Mejillones au Chili au cours du second semestre 2010. Il subit un effet de change négatif de - 60 millions d'euros. La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique par l'augmentation du prix de vente moyen, en particulier au Brésil, ainsi que par l'accroissement des activités au Chili et au Panama.

Les **ventes d'électricité** sont stables, s'établissant à 49,2 TWh (+ 0,6 TWh). Les **ventes de gaz** ont augmenté de + 4,1 TWh à 17 TWh, principalement suite à la mise en service du terminal méthanier de Mejillones au Chili au premier semestre 2010.

L'**EBITDA** a augmenté de + 261 millions d'euros pour s'établir à 1 736 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 237 millions d'euros (+ 16,2%) :

- ▶ au Brésil, de nouveaux contrats à prix plus élevés, l'impact de l'inflation, ainsi qu'une augmentation de la production hydroélectrique (notamment suite à la mise en service des premières unités d'Estreito) expliquent une augmentation des marges. Ces évolutions positives sont compensées par une diminution de la production thermique, dont la production avait été relativement favorable en 2010 ;
- ▶ au Chili, l'augmentation des marges est expliquée par une augmentation des volumes vendus (client Minera Esperanza) et par une meilleure refacturation des coûts de production aux clients, E.Cl bénéficiant d'une indexation charbon favorable. Les compensations pour retard de mise en service des centrales CTA et CTH sont reconnues pour un montant de 45 millions d'euros ;
- ▶ au Panama, la centrale Bahia Las Minas bénéficie des compensations liées au retard de la conversion au charbon et d'une augmentation des marges suite à la mise en service de l'unité charbon. Le volume vendu au comptant est en augmentation. La mise en service des premières unités de Dos Mares : Lorena 1 (18 MW) et de Lorena 2 (18 MW) a également eu un effet positif.

Le **résultat opérationnel courant** a augmenté de + 206 millions d'euros pour s'établir à 1 332 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 203 millions d'euros (+ 18,2%). La croissance de l'EBITDA est partiellement compensée par l'augmentation des charges d'amortissement principalement relatives à la mise en service des premières unités d'Estreito (Brésil), des centrales CTA et CTH (Chili), et des premières unités de Dos Mares ainsi que par la mise en service de l'unité charbon au Panama.

Région Amérique du Nord

Les effets de change ont un impact négatif sur le chiffre d'affaires (- 191 millions d'euros) essentiellement du fait de la dépréciation du dollar américain. Les entrées en périmètre pèsent pour + 743 millions d'euros et correspondent à l'intégration des actifs d'International Power depuis février 2011.

Les **ventes d'électricité** atteignent 78,3 TWh en progression organique de + 1,5 TWh grâce aux bonnes performances de l'activité *retail*. L'activité production d'électricité quant à elle affiche une décroissance organique de son chiffre d'affaires suite à une baisse des volumes vendus de 2,8 TWh à 25,7 TWh et des effets prix contrastés selon les différents marchés.

Les **ventes de gaz** naturel hors Groupe ⁽¹⁾ s'établissent à 63,4 TWh en ligne avec 2010. Le chiffre d'affaires quant à lui bénéficie notamment de prix plus élevés suite à des détournements de cargaisons GNL vers d'autres marchés ainsi que de l'augmentation du prix moyen après couvertures dans le cadre de l'activité GNL aux États-Unis.

L'**EBITDA** à fin 2011 de la région Amérique du Nord s'établit à 1 015 millions d'euros et présente une augmentation brute de + 398 millions d'euros. Hors effets de change négatifs (- 27 millions d'euros, essentiellement suite à la dépréciation du dollar américain) et des effets de périmètre (+ 274 millions d'euros) suite à l'intégration des actifs d'International Power, la région affiche une croissance organique de + 25,6%, soit + 151 millions d'euros. Cette croissance s'explique en grande partie par :

- ▶ l'activité GNL (+ 134 millions d'euros) qui a pu bénéficier notamment de marges élevées suite à des reroutages de cargaisons GNL vers d'autres marchés, entre autres l'Asie et l'Europe.
- ▶ une performance solide de l'activité de vente d'énergie *retail* (+ 19 millions d'euros) sous l'influence de volumes et de marges accrus, suite à une moindre volatilité des marchés ainsi qu'à une baisse des coûts d'achat.
- ▶ une performance de l'activité production d'électricité stable (diminution organique de - 7 millions d'euros soit - 1,5%) :
 - dans le marché ERCOT (Texas), les activités ont pu bénéficier de prix d'électricité de pointe très élevés suite à des conditions climatiques très favorables ainsi que d'une bonne disponibilité des centrales,
 - en NEPOOL (New England), les conditions de marché restent difficiles avec des prix de capacité déprimés. Les résultats des centrales biomasse ont également été affectés par l'expiration de certains contrats long-terme à fin 2010. Ces effets de marché négatifs ont été plus que compensés par une indemnité d'assurance reçue suite à l'indisponibilité de la centrale hydraulique à accumulation par pompage de Northfield Mountain en 2010,
 - les actifs dans les marchés New York et PJM, ont été affectés par la fin de certains contrats long-terme de fourniture d'électricité favorables courant 2011 ainsi que par des arrêts non programmés,
 - la bonne performance des autres actifs contractés est plus que compensée par des arrêts non programmés de la centrale au charbon de Red Hills au Mississippi.

(1) À noter que les ventes de gaz naturel y compris intragroupe s'établissent à 88,4 TWh en progression organique de 20,5 TWh.

Le **résultat opérationnel courant** de la région s'élève à 570 millions d'euros au 31 décembre 2011, montrant une croissance organique de + 194 millions d'euros. Les facteurs explicatifs de cette évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

Région Royaume-Uni et Autre Europe

Les effets de change sur le chiffre d'affaires sont négatifs sur la période (- 16 millions d'euros) et les effets de périmètre s'élèvent à 1 844 millions d'euros. Ces derniers se composent essentiellement des actifs européens d'International Power.

Le **chiffre d'affaires**, en augmentation organique de + 6,1% par rapport à l'année précédente, est essentiellement tiré par les activités de commercialisation, notamment du fait de volumes en progression de + 2,2 TWh, combinés à un effet prix positif.

L'**EBITDA** à fin décembre 2011 de la région s'établit à 600 millions d'euros, et présente une croissance brute de 505 millions d'euros. La croissance organique de l'EBITDA s'élève à + 5 millions d'euros (+ 5,0%) et s'explique essentiellement par de moindres coûts de fonctionnement de Teesside, compensés en partie par des volumes d'électricité produits en baisse (- 5,3 TWh), conséquence de prix de marché déprimés, ainsi qu'à de moindres marges sur l'activité de commercialisation.

Le **résultat opérationnel courant** (ROC) de la Division s'élève à 290 millions d'euros au 31 décembre 2011, en décroissance organique de - 2,5%.

Région Moyen-Orient, Turquie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Moyen-Orient, Turquie et Afrique est en progression brute de + 61,6% atteignant 1 175 millions d'euros, principalement suite à l'intégration des actifs d'International Power et au passage en intégration globale de la centrale de Hidd Powder Company à Bahreïn. Après prise en compte de ces effets et de l'impact négatif de l'effet de change (- 41 millions d'euros, principalement du fait de la dépréciation du dollar américain), la croissance organique s'élève à + 142 millions d'euros ou + 20,6%.

Cette croissance est principalement tirée par les ventes d'électricité et de gaz en Turquie, ainsi que par l'activité d'exploitation-maintenance à Oman.

Les **ventes d'électricité** de la région atteignent 18,7 TWh en progression de + 10,6 TWh, principalement suite aux effets périmètres relatifs aux actifs d'International Power.

Les **ventes de gaz** naturel s'élèvent à 3,9 TWh en progression de + 1,1 TWh.

L'**EBITDA** de la région s'établit à 304 millions d'euros soit une augmentation brute de 117 millions d'euros (+ 62,3%). Hors effets de périmètre liés à l'intégration des actifs d'International Power, la région affiche une décroissance organique de - 2,4%, soit - 4 millions d'euros. Cette diminution est principalement due :

- ▶ au Moyen-Orient, les honoraires de développement sont en diminution, les honoraires liés aux projets Ras Laffan C et Shuweihat en 2011 ne compensant pas ceux liés aux projets Riyadh II et Barka III/Sohar II en 2010 ;
- ▶ les résultats de l'activité exploitation-maintenance sont en croissance, bénéficiant de la première année d'exploitation complète de la centrale Marafiq et de la vente de pièces de rechange ;

- ▶ en Turquie, l'EBITDA de Baymina est en augmentation, une rétrocession exceptionnelle ayant été actée en 2010 à TETAS, le principal client de la centrale. Une augmentation des volumes de gaz vendus expliquent l'accroissement de l'EBITDA d'Izgaz.

Le **résultat opérationnel courant** de la région s'établit à 245 millions d'euros soit une augmentation brute de 78 millions d'euros (+ 46,2%). Hors effets périmètre, la région affiche une décroissance organique de - 13,2%, soit - 21 millions d'euros. Outre la diminution de l'EBITDA, le ROC subit l'effet positif non récurrent de 2010 lié à la reprise de provision TETAS.

Région Asie

Compte tenu de l'appréciation du dollar singapourien et de la dépréciation du Bath Thaïlandais (+ 1 million d'euros), des entrées en périmètre suite à l'intégration des actifs d'International Power et de la consolidation proportionnelle d'actifs de distribution de gaz en Thaïlande, la croissance organique **du chiffre d'affaires** s'élève à + 162 millions d'euros ou + 11,7%.

Cette croissance est principalement tirée par la Thaïlande, suite notamment à la mise en service des centrales CFB 3 et Phase V, et par une meilleure performance des activités à Singapour.

L'**EBITDA** à fin décembre 2011 de la région Asie s'établit à 332 millions d'euros, soit une augmentation brute de + 99 millions d'euros. Hors effets négatifs de change (- 1 million d'euros) et effets de périmètre (+ 63 millions d'euros), la région affiche un EBITDA en hausse de + 37 millions d'euros.

- ▶ en Thaïlande, la croissance liée aux unités CFB3 et Phase V de Glow et aux indemnités perçues par Gheco One sont partiellement compensées par des conditions climatiques défavorables au Laos ;
- ▶ à Singapour, Senoko (+ 22 millions d'euros) bénéficie d'une augmentation des marges sur les contrats de vente aux clients industriels ainsi que d'opportunités de marché en milieu d'année.

Le **résultat opérationnel courant** de la région s'élève à 238 millions d'euros au 31 décembre 2011, en augmentation organique de 22 millions d'euros (+ 13,5%). Les facteurs explicatifs de son évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

Région Australie

Le **chiffre d'affaires** s'élève à 877 millions d'euros et correspond à la contribution des actifs apportés par International Power.

La contribution de l'Australie en **EBITDA** (347 millions d'euros) et en résultat opérationnel courant (191 millions d'euros) est totalement attribuable aux nouveaux actifs apportés par International Power et représente donc un effet de périmètre.

I.2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires branche	21 731	20 793	4,5%
Chiffre d'affaires contributif Groupe	9 936	9 173	8,3%
EBITDA	2 386	2 080	14,7%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(1 217)	(1 116)	
Paiements en actions	(5)	(4)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 164	961	21,2%

Le chiffre d'affaires total de la branche Global Gaz & GNL, y compris prestations intragroupes, s'élève à 21 731 millions d'euros, en croissance brute de 938 millions d'euros (+ 4,5%) par rapport à 2010.

Le chiffre d'affaires contributif au 31 décembre 2011 s'élève à 9 936 millions d'euros, en hausse brute de 763 millions (+ 8,3%) par rapport à 2010 et en croissance organique de + 9,6%.

Le chiffre d'affaires contributif a été globalement soutenu par la forte progression des activités Exploration - Production, GNL et dans une moindre mesure des ventes de la Direction Approvisionnements Gaz, compensant une baisse des ventes aux clients Grands Comptes Européens.

L'évolution du chiffre d'affaires contributif Groupe de la branche Global Gaz & GNL s'explique principalement par les effets suivants :

- ▶ une hausse du niveau de la production d'hydrocarbures de l'Exploration - Production soutenue par la montée en production des champs de Gjøa et Vega en Norvège et l'impact de la hausse du prix des commodités. La production totale d'hydrocarbures à fin décembre 2011 est en hausse de + 6,7 Mbep, à 57,8 Mbep (51,1 Mbep fin 2010) ⁽¹⁾ ;
- ▶ une progression des ventes externes de GNL avec des volumes en hausse de 7 TWh. Ces ventes s'élèvent en 2011 au total à 41 TWh et représentent 45 cargaisons dont 24 vers l'Asie. Elles sont à comparer à des ventes 2010 de 34 TWh pour 39 cargaisons dont 16 vers l'Asie. L'activité est par ailleurs positivement impactée par la hausse du prix des commodités ;

▶ une croissance des ventes, notamment à court terme, dans un contexte de prix de marché en hausse avec des volumes totalisant 111 TWh ⁽²⁾ à fin décembre 2011 (90 TWh à fin décembre 2010) ;

▶ une contraction de 20 TWh des ventes de gaz naturel du portefeuille des Grands Comptes Européens, dans un contexte de forte concurrence, avec des volumes de ventes de 144 TWh fin 2011 (164 TWh à fin 2010).

Au 31 décembre 2011, l'EBITDA de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 386 millions d'euros contre 2 080 millions d'euros à fin décembre 2010, en croissance brute de + 306 millions d'euros, soit + 14,7% et en croissance organique de + 13,5%.

Cette progression s'explique par :

- ▶ l'amélioration de l'activité Exploration-Production du fait de la mise en service fin 2010 des champs de Gjøa et Vega en Norvège et de la hausse du prix des commodités constatée sur la période ;
- ▶ la meilleure performance de l'activité GNL, notamment sur l'Asie ;
- ▶ qui permettent de compenser l'évolution défavorable en 2011 de l'activité Approvisionnements Gaz liée à l'impact du spread gaz-pétrole et à l'aléa climatique chaud sur la période, ainsi que la diminution des volumes de ventes aux Grands Comptes Européens.

Le résultat opérationnel courant s'élève à 1 164 millions d'euros à fin décembre 2011, en hausse de + 203 millions d'euros, soit + 21,2% de variation brute.

(1) Dont 37,6 Mbep de production contributive fin 2011 à comparer à 34,6 Mbep fin 2010.

(2) Y compris ventes aux autres opérateurs.

I.2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

En millions d'euros	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires branche	5 703	5 891	- 3,2 %
Chiffre d'affaires contributif Groupe	1 491	1 203	23,9%
EBITDA	2 991	3 223	- 7,2%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(1 189)	(1 148)	
Paievements en actions	(10)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 793	2 071	- 13,4%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris intragroupes s'élève à 5 703 millions d'euros pour l'année 2011, en baisse de - 3,2% par rapport à 2010, affecté principalement par la baisse des quantités acheminées par GrDF (- 71 TWh) principalement en raison d'un climat moins rigoureux et par une moindre commercialisation des capacités de stockage en France.

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

- ▶ le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou à 20% de ses capacités le 1^{er} avril 2010 et à 100% depuis le 1^{er} novembre 2010 ;
- ▶ pour les activités de transport, la révision du tarif en France au 1^{er} avril 2010 (hausse de + 3,9%) et au 1^{er} avril 2011 (hausse de + 2,9%) ;
- ▶ la révision du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (hausse de + 0,8% au 1^{er} juillet 2010 puis baisse de - 1,85% au 1^{er} juillet 2011) ;
- ▶ l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août dernier. GDF SUEZ se classe ainsi parmi les quatre premiers opérateurs de stockage de gaz naturel en Allemagne, et devient numéro 1 en Europe en termes de vente de capacités de stockage.

Le **chiffre d'affaires contributif** atteint 1 491 millions d'euros, en progression de + 23,9% par rapport au 31 décembre 2010. Cette croissance contributive traduit :

- ▶ le développement des activités de transport, stockage et *terminalling* pour le compte de tiers, du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- ▶ le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou ;
- ▶ l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août dernier.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 991 millions d'euros, en baisse de - 7,2% par rapport à 2010. L'EBITDA est affecté principalement par la baisse des revenus.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 793 millions d'euros, affichant une baisse de - 13,5% par rapport au 31 décembre 2010. La variation de l'indicateur suit celle de l'EBITDA.

I.2.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

Contributeurs au Groupe

En millions d'euros

	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 206	13 486	5,3%
EBITDA	1 005	923	8,9%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(308)	(302)	
Charges nettes décaissées des concessions	(28)	(14)	
Paiements en actions	(14)	(9)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	655	598	9,5%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie Services s'établit à 14 206 millions d'euros et est en croissance de 5,3% et de 3,0% en données organiques par rapport à décembre 2010.

En France, le niveau d'activités dans les services (Cofely France) est en baisse (- 1,8% en variation organique), les effets du développement commercial passé et l'amélioration des prix des énergies compensant en partie des conditions climatiques défavorables. Les activités d'installation et de maintenance connaissent une croissance organique de + 9,8%. Cette performance résulte d'une croissance de + 7,5% de l'activité chez Inéo et d'une progression de l'activité du pôle Génie Climatique et Réfrigération (+ 11,8%) et de Endel (+ 13,2%).

En Belgique et aux Pays-Bas, l'activité est en croissance organique, respectivement de + 7,3% et de + 12,3%. En Belgique, les effets du bon niveau de prise de commandes dans les métiers d'installation associés à un développement commercial soutenu des services expliquent cette tendance. Aux Pays-Bas, la dynamique commerciale s'accélère avec la signature de commandes de grande taille qui sont entrées en production rapidement et soutiennent l'activité.

Chez Tractebel Engineering, l'activité est en légère baisse en variation organique de - 1,9%. Cette évolution s'explique par un niveau de grands projets important en 2010 et des retards dans les prises de commandes en infrastructure et dans les filiales internationales partiellement compensés par le dynamisme du pôle énergie.

Hors France et Benelux, les activités de la branche enregistrent une variation organique de - 4,5% en Europe du Nord (principalement UK). Dans les pays du Sud de l'Europe, le niveau d'activité est en recul de - 6,4%. Cette baisse provient essentiellement de l'Italie et de l'Espagne. Enfin, le chiffre d'affaires réalisé à l'International Outre Mer est en croissance organique de + 2,6%.

L'**EBITDA** de la branche Énergie Services atteint 1 005 millions d'euros, en croissance de + 8,9% et de + 3,7% en organique. Cette progression démontre la capacité de la branche à faire face à un contexte économique difficile dans la plupart de ses marchés

européens. Toutes les entités métiers réalisent une forte croissance organique de leur EBITDA ou une stabilité à l'exception de Cofely France.

Les activités de services **en France** ont en effet été pénalisées par les conditions climatiques défavorables sur l'ensemble de l'année, une pression sur les marges lors des renouvellements de contrats et les premières échéances de contrats de cogénérations. Les activités d'Installation bénéficient d'un effet volume positif en particulier chez Endel.

En Belgique, la diversité des activités et le dynamisme commercial permettent d'améliorer le niveau de performance. Aux Pays-Bas, la nouvelle organisation et les efforts d'optimisation des coûts de structure entraînent un redressement de la rentabilité conformément aux prévisions établies pour 2011, dans un contexte de reprise de la croissance des ventes.

Tractebel Engineering maintient un niveau élevé de performance et de rentabilité dans un contexte de stabilité de l'activité.

Après l'intégration d'Utilicom (1^{er} avril 2010), puis de ProEnergie (1^{er} octobre 2010) et de Comeron (deuxième semestre 2011), **International Nord** enregistre une forte progression de ses résultats en variation brute. La rentabilité est stable en données organiques, les performances en retrait au Royaume-Uni et dans les pays de l'Est sont compensées par les progressions en Allemagne et en Autriche.

International Sud fait face à une conjoncture économique particulièrement difficile en Italie et en Espagne. La croissance organique de l'EBITDA est néanmoins positive en particulier en Italie qui bénéficie d'un produit non récurrent lié à la sortie anticipée d'un contrat de cogénération.

L'EBITDA d'**International Outremer** est en nette progression organique pour l'ensemble de ses activités.

À l'instar de l'EBITDA, le **résultat opérationnel courant** de la branche Énergie Services est en forte croissance de + 9,5% (+ 5,8% de croissance organique) à 655 millions d'euros, contre 598 millions d'euros au 31 décembre 2010.

I.2.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

Contributifs au Groupe

En millions d'euros

	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 819	13 863	6,9%
EBITDA	2 513	2 339	7,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(1 179)	(1 027)	
Charges nettes décaissées des concessions	(265)	(252)	
Paiements en actions	(29)	(36)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 039	1 025	1,4%

Le **chiffre d'affaires** de l'année 2011 s'élève à 14 819 millions d'euros, en hausse de + 6,9% par rapport à 2010 et en croissance organique de 5,2%, principalement alimentée par le segment Déchets Europe (+ 8,9%) dont l'activité de valorisation a bénéficié de volumes traités en progression de 3,4% sur l'ensemble de l'année et de prix de matières premières en forte hausse au premier semestre bien qu'en fort repli sur le papier au quatrième trimestre de l'année. L'activité Eau Europe (+ 3,2%) bénéficie d'un contexte tarifaire favorable sur ses trois principaux marchés (France, Espagne, Chili), de volumes en forte progression au Chili tandis qu'ils s'inscrivent en légère hausse en Espagne et en légère baisse en France. Le segment International (+ 1,5%) est affecté par le contrat de Melbourne mais tire parti de volumes en forte hausse sur les pays émergents dans ses deux activités.

L'**EBITDA** s'élève à 2 513 millions d'euros en croissance organique de + 3,1%. Le segment Eau Europe (+ 10,2%) progresse à la faveur d'une activité bien orientée, des réductions de coûts et de synergies réalisées dans le cadre du plan COMPASS ainsi que d'effets non récurrents. Le segment Déchets Europe (+ 6,5%)

bénéficie d'une part de volumes en croissance dans un contexte de prix tendus et d'autre part d'économies opérationnelles additionnelles. Le segment International (- 17,7%) est affecté par le retard et les surcoûts dans la construction de l'usine de Melbourne mais enregistre une progression des résultats sur ses principales positions en Asie-Pacifique et au Maghreb/Moyen-Orient.

Le **résultat opérationnel courant** (+ 1,4% par rapport à 2010) prend acte des difficultés opérationnelles rencontrées sur le contrat de Melbourne mais bénéficie de fondamentaux solides sur les segments Eau et Propreté en Europe et d'une activité dynamique à l'International. Il est également soutenu par l'intégration globale d'Agbar (cinq premiers mois de 2011) qui compense l'incidence des cessions réalisées au cours du quatrième trimestre 2011 et des charges d'amortissement complémentaires afférentes aux installations mises en service au cours de l'exercice.

La performance opérationnelle 2011 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement publié le 8 février 2012.

I.2.7 AUTRES

Contributifs au Groupe

En millions d'euros

	31/12/2011	31/12/2010	Variation brute en %
Chiffre d'affaires			
EBITDA	(328)	(332)	+ 1,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(127)	(49)	
Paiements en actions	(63)	(61)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	(518)	(443)	- 17,0%

La quasi-stabilité de l'**EBITDA** de la branche Autres au 31 décembre 2011 (+ 4 millions d'euros) montre une performance intrinsèque des directions centrales globalement en ligne avec l'année passée.

Le **résultat opérationnel courant** par contre se détériore (- 75 millions d'euros) sous l'effet d'une reprise de provision non récurrente survenue sur l'exercice 2010, et de l'augmentation des charges d'amortissements liées aux nouveaux bâtiments et applications informatiques du Siège.

I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	2011	2010	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	8 978	8 795	2,1%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(105)	(106)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(532)	(1 468)	
Restructurations	(189)	(206)	
Effets de périmètre	1 514	1 185	
Autres éléments non récurrents	18	1 297	
Résultat des activités opérationnelles	9 684	9 497	2,0%
Résultat financier	(2 606)	(2 222)	
Impôts sur les bénéfices	(2 119)	(1 913)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	462	264	
Résultat net	5 420	5 626	- 3,7%
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 417	1 010	
dont Résultat net part du Groupe	4 003	4 616	- 13,3%

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 9 684 millions d'euros, en hausse (+ 2,0%) par rapport à l'exercice précédent, la croissance par rapport à 2010 provenant essentiellement de la contribution du ROC et l'incidence nette des éléments inhabituels ou peu fréquents étant globalement comparable à celle de l'exercice précédent.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact négatif de 105 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), quasi stable par rapport à 2010. L'impact de la période résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix des matières premières sous-jacentes. Cet effet négatif net est partiellement compensé par l'effet positif du débouclage de positions dont la valeur de marché était négative à fin décembre 2010.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- ▶ des pertes de valeur sur actifs pour 532 millions d'euros, ce montant concernant principalement les pertes de valeur sur le *goodwill* relatif aux activités Énergie-Europe du Sud ainsi que sur des actifs de production d'électricité en Espagne (Castelnou) et aux États-Unis (centrale de Red Hills) ;
- ▶ des charges de restructuration de 189 millions d'euros, qui comprennent notamment des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement et des synergies opérationnelles dans la Division International Power (89 millions d'euros) ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Environnement (40 millions d'euros) et Énergie Services (37 millions d'euros) ;
- ▶ la ligne « Effets de périmètre » (résultats de cession de titres consolidés ou de réévaluation résultant de l'application de la norme IFRS 3) s'élève à 1 514 millions d'euros (contre 1 185 millions d'euros au 31 décembre 2010) et comprend

principalement les résultats de la cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction (+ 479 millions d'euros), EFOG (+ 354 millions d'euros), Bristol Water par Agbar (+88 millions d'euros), ainsi que le résultat réalisé lors de la cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes (+ 108 millions d'euros). Il inclut également les effets de la réévaluation à la juste valeur des intérêts précédemment détenus dans les sociétés intercommunales flamandes (+ 425 millions d'euros) suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que « titres disponibles à la vente » ;

- ▶ le poste « Autres éléments non récurrents » s'élève à 18 millions d'euros au 31 décembre 2011 (1 297 millions d'euros au 31 décembre 2010). Il comprend essentiellement une plus-value de 33 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'un immeuble par SUEZ Environnement.

Le résultat financier au 31 décembre 2011 s'établit à - 2 606 millions d'euros, contre - 2 222 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette évolution s'explique principalement par la hausse du coût de la dette nette, résultant pour l'essentiel d'un effet volume sur la dette brute consécutif à l'acquisition d'International Power.

Le taux effectif d'imposition, corrigé des résultats de cession et des dépréciations d'actifs non déductibles, s'établit à environ 35,3% au 31 décembre 2011 contre 31,3% au 31 décembre 2010. La progression du taux effectif d'impôt provient notamment :

- ▶ de l'augmentation de la part relative des résultats réalisés par des entités du secteur de l'exploration production dont le taux d'imposition est supérieur à 50% ;
- ▶ de l'augmentation du taux d'impôt (50% à 62%) intervenue fin mars 2011 sur les activités d'exploration production au Royaume-Uni, entraînant une charge non récurrente de fiscalité différée.

I.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

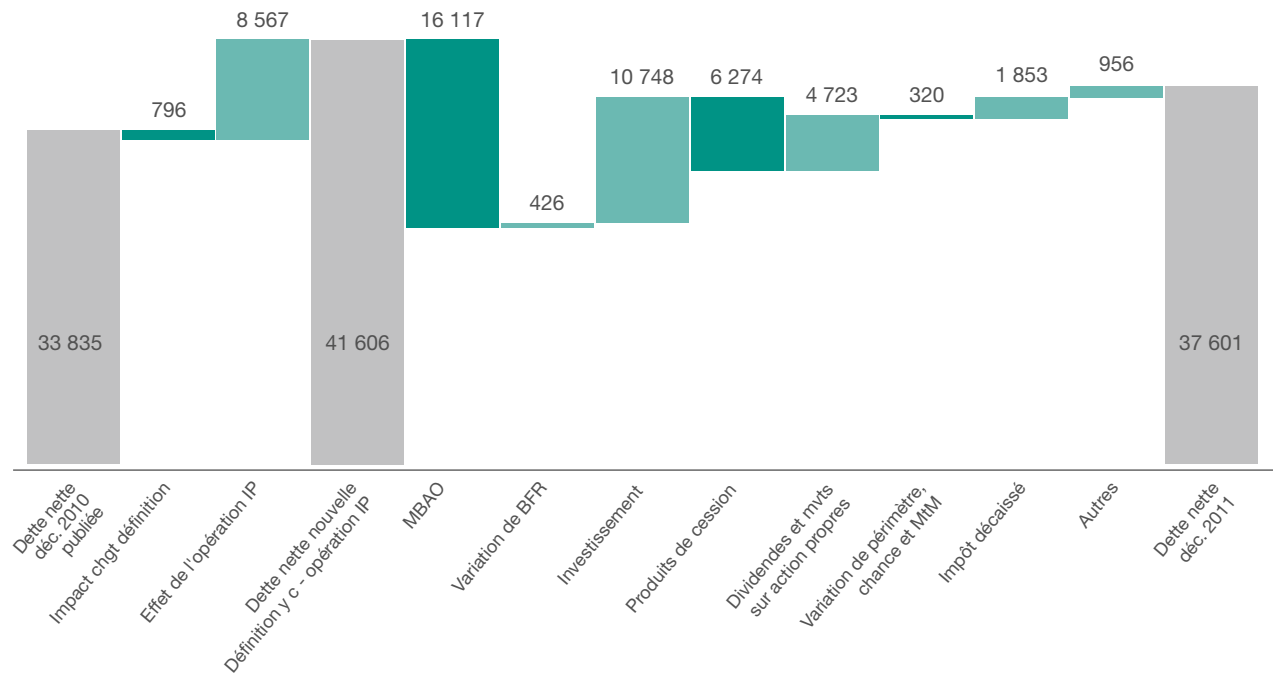
La quote-part de résultat des entreprises associées est en hausse de 198 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2010. Cette évolution s'explique principalement par les effets de périmètre résultant de l'intégration d'International Power.

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 1 417 millions d'euros, en hausse de 407 millions d'euros en raison de l'intégration des entités d'International Power.

I.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

Corrigée de certains actifs directement adossés aux financements ainsi que de certains instruments dérivés, la dette nette⁽¹⁾ s'élève à 37,6 milliards d'euros à fin décembre 2011 et diminue de 4 milliards

d'euros par rapport au niveau pro forma, y compris International Power, de la dette à fin 2010. Cette évolution s'explique notamment par :



I.4.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 16 117 millions d'euros au 31 décembre 2011, en progression

brute de 9,4% par rapport au 31 décembre 2010. L'évolution de la MBAO est en ligne avec celle de l'EBITDA.

(1) Nouvelle définition de la dette nette (voir note 14 des comptes consolidés).

I.4.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) augmente de 426 millions d'euros. Cette évolution reflète la progression des activités du Groupe ainsi qu'un accroissement des stocks de gaz en lien avec

l'évolution fortement contrastée du climat, chaud au cours de cette période et froid au cours de la période précédente.

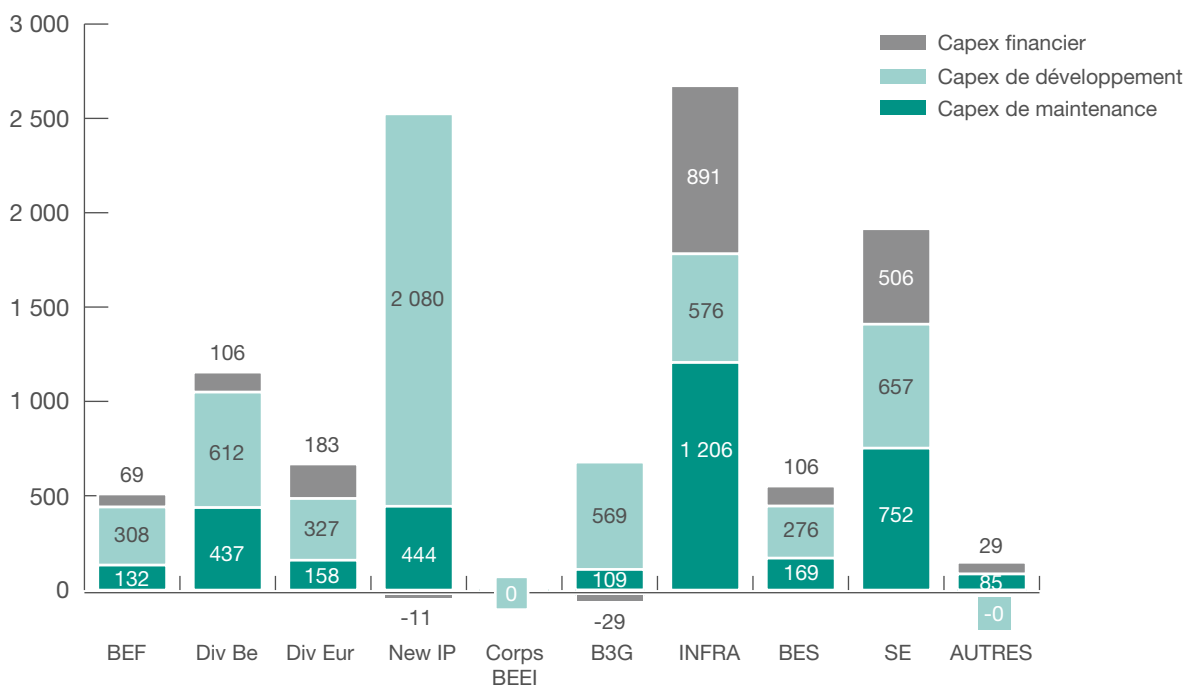
I.4.3 INVESTISSEMENTS NETS DES CESSIONS

Les investissements de l'année 2011 s'élèvent à 10 748 millions d'euros et comprennent :

- ▶ des investissements financiers pour 1 850 millions d'euros, les principaux étant relatifs aux installations de stockage en Allemagne (915 millions d'euros), à l'opération Acea (217 millions d'euros) et à l'acquisition de titres Waste Services NSW par Sita Australie (174 millions d'euros) ;
- ▶ des investissements de développement de 5 405 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Énergie Europe & International ;
- ▶ et des investissements de maintenance de 3 493 millions d'euros.

Les cessions représentent au 31 décembre 2011 un montant de 6 274 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession partielle des Intercommunales pour 723 millions d'euros, sur l'ouverture du capital à des actionnaires minoritaires de GRTGaz pour 800 millions d'euros et de E&P International pour 2 491 millions d'euros, sur la cession de la participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction, G6 Rete Gas et Bristol Water.

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



I.4.4 RACHAT D'ACTIONS ET DIVIDENDES

Le total des dividendes versés en numéraire par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 3 328 millions d'euros. Ce montant correspond :

- ▶ au solde du dividende au titre de 2010 soit 0,67 euros par action, versé le 9 mai 2011 ; et
- ▶ l'acompte de 0,83 euro par action sur le dividende au titre de 2011 qui a été versé le 15 novembre 2011.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 1 035 millions d'euros et comprennent principalement les dividendes versés aux minoritaires des entités provenant d'International Power pour 291 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 362 millions d'euros et augmenté son capital d'un montant de 35 millions d'euros essentiellement par le biais d'une souscription réservée à ses salariés.

I.4.5 ENDETTEMENT AU 31 DÉCEMBRE 2011

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette ⁽¹⁾ est exprimée à 52% en euros, 21% en dollars américains, 6% en réal brésilien et 4% en dollars australiens à fin 2011.

La dette nette ⁽¹⁾ est libellée à 88% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette ⁽¹⁾ est de 11,2 ans, en hausse en raison des émissions d'emprunts obligataires à long terme réalisées sur la période.

Au 31 décembre 2011, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de Commercial Papers/billets de trésorerie) de 15,1 milliards d'euros.

I.5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles) s'établissent à 103,4 milliards d'euros contre 91,5 milliards d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de + 11,9 milliards d'euros qui résulte pour l'essentiel des variations de périmètre liées à l'acquisition du groupe International Power et à l'opération Acea.

Les **goodwills** augmentent de 3,4 milliards d'euros à 31,4 milliards d'euros, augmentation résultant essentiellement de l'acquisition du groupe International Power.

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

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 2,6 milliards d'euros, en hausse de 0,6 milliard d'euros principalement liée aux entrées de périmètre des entreprises associées d'International Power.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 80,3 milliards d'euros, en hausse de + 9,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2010 (70,7 milliards d'euros), s'expliquant essentiellement par le résultat de la période (5,4 milliards d'euros), le versement de dividendes (- 4,5 milliards d'euros) et les impacts des opérations de variations de périmètre de la période (9,8 milliards d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de 1,7 milliard d'euros à 16,2 milliards d'euros, résultant principalement des effets de périmètre (0,5 milliard d'euros), des écarts actuariels sur les provisions pour retraites et autres engagements (0,7 milliard d'euros) et de l'impact de la désactualisation (0,6 milliard d'euros).

(1) Nouvelle définition de la dette nette (voir note 14 des comptes consolidés).

I.6 COMPTES SOCIAUX

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

En 2011, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 24 126 millions d'euros en diminution de 4,9% par rapport à 2010, notamment sous l'effet d'un climat défavorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à - 1 075 millions d'euros contre - 97 millions d'euros en 2010. Cette baisse provient essentiellement de l'incidence du climat et du retard tarifaire, ainsi que des effets volumes défavorables sur la clientèle industrielle.

Le résultat financier est positif à 3 161 millions d'euros contre 1 491 millions d'euros sur l'exercice 2010. Il intègre principalement les dividendes reçus des filiales pour 4 087 millions d'euros et le coût de la dette pour 801 millions d'euros. Au 31 décembre 2011, les dettes financières, y compris titres participatifs, ressortent à 24 914 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 9 177 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif à 486 millions d'euros sous l'effet des plus-values de cessions de titres (dont GRTGaz) pour 415 millions d'euros, ainsi que l'incidence d'une correction sur la valorisation du Gaz en Compteur des années antérieures pour un montant net d'impôts de 478 millions d'euros.

L'intégration fiscale conduit à dégager un produit net de 295 millions d'euros (356 millions d'euros en 2010) au niveau de la rubrique « Impôt sur les sociétés ».

Le résultat net ressort à 2 389 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 46 838 millions d'euros contre 47 700 millions d'euros à fin 2010, sous l'effet de la distribution de dividendes partiellement compensé par le résultat net de la période.

Information relative aux délais de paiement

La loi de modernisation de l'économie n°2008-776 du 4 août 2008, dite loi « LME », et son décret d'application n°2008-1492 du 30 décembre 2008, prévoient que les sociétés, dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes, doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs. Celles-ci ont pour objet de s'assurer de l'absence de manquements significatifs au respect des délais de règlement des fournisseurs.

La décomposition du solde des dettes de GDF SUEZ SA à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

En millions d'euros	31/12/2011			31/12/2010		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Échues	1	53	54	1	1	2
À 30 jours	520	98	618	414	136	549
À 45 jours	20	14	34	4	3	7
À + 45 jours	3	27	30	15	2	18
TOTAL	544	192	736	434	142	576

I.7 PERSPECTIVES

Les objectifs financiers du Groupe pour 2012 ⁽¹⁾ sont robustes et s'inscrivent dans le cadre d'une stricte discipline financière. Sur la base d'un climat moyen et d'une régulation stable, ils s'établissent comme suit :

- ▶ Résultat net récurrent, part du Groupe : entre 3,5 et 4 milliards d'euros ⁽²⁾
- ▶ Investissement bruts : 11 milliards d'euros environ
- ▶ Dividende ordinaire égal ou supérieur à celui versé au titre de 2011
- ▶ Ratio dette nette/Ebitda inférieur ou égal à 2,5x et maintien d'une notation de catégorie « A »

GDF SUEZ est par ailleurs fortement engagé dans l'atteinte de ses objectifs de développement durable à l'horizon 2015 :

- ▶ Embauche de 100 000 collaborateurs sur la période 2011-2015
- ▶ Formation annuelle d'au moins deux tiers des salariés du Groupe

- ▶ Énergies renouvelables : augmentation des capacités installées de 50 % par rapport à 2009
- ▶ Diversité : 25 % de femmes cadres
- ▶ Santé et Sécurité : atteindre un taux de fréquence des accidents inférieur à 6
- ▶ Biodiversité : déploiement d'un plan d'actions pour chaque site sensible au sein de l'Union européenne
- ▶ Actionnariat salarié : 3 % du capital social du Groupe détenu par les salariés du Groupe

GDF SUEZ escompte un résultat net récurrent, part du Groupe ⁽³⁾ de l'ordre de 5 milliards d'euros à climat moyen et régulation stable, à horizon 2015 avec un niveau d'investissements bruts d'environ 9 à 11 milliards d'euros par an ⁽⁴⁾, une structure financière forte (ratio dette nette/Ebitda inférieur ou égal à 2,5x et maintien d'une notation de catégorie « A ») permettant un dividende stable ou en croissance sur la période 2013-2015.

(1) Ces objectifs reposent sur 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 : prix moyen du Brent 98 \$/baril en 2012 ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique 55 €/MWh en 2012 ; prix moyen du gaz au NBP 27 €/MWh en 2012. Ebitda 2012 indicatif : 17 milliards d'euros.

(2) Par rapport à l'objectif d'un BPA 2012 ≥ BPA 2011 annoncé le 3 mars 2011.

(3) Ces perspectives reposent sur 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. Hors changement de méthode comptable par rapport à 2011. Ebitda 2015 indicatif : 21 milliards d'euros. Par rapport à l'objectif d'un Ebitda 2013 > 20 milliards d'euros et d'un BPA 2013 ≥ BPA 2012 annoncé le 3 mars 2011.

(4) Par rapport au chiffre de 11 milliards d'euros sur la période 2011-2013 annoncé le 3 mars 2011.



États financiers consolidés

	Pages		Pages
État de situation financière	22	État des variations des capitaux propres	26
Compte de résultat	24	État des flux de trésorerie	28
État du résultat global	25		

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Actif

En millions d'euros	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2010 ⁽¹⁾	1 ^{er} jan. 2010 ⁽¹⁾
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles nettes	10	13 226	12 780	11 420
Goodwill	9	31 362	27 933	28 355
Immobilisations corporelles nettes	11	90 120	78 703	69 665
Titres disponibles à la vente	14	3 299	3 252	3 563
Prêts et créances au coût amorti	14	3 813	2 794	2 426
Instruments financiers dérivés	14	2 911	2 532	1 927
Participations dans les entreprises associées	12	2 619	1 980	2 176
Autres actifs		1 173	1 440	1 696
Impôts différés actif	7	1 379	1 909	1 659
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		149 902	133 323	122 886
Actifs courants				
Prêts et créances au coût amorti	14	1 311	1 032	947
Instruments financiers dérivés	14	5 312	5 739	7 405
Clients et autres débiteurs	14	23 135	20 501	18 915
Stocks		5 435	3 870	3 947
Autres actifs		9 455	6 957	5 094
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	14	2 885	1 713	1 680
Trésorerie et équivalents de trésorerie	14	14 675	11 296	10 324
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	1 298	0	0
TOTAL ACTIFS COURANTS		63 508	51 108	48 312
TOTAL ACTIF		213 410	184 430	171 198

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 ou variations.

(1) Données au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 retraitées ; voir Note 1.2.



Passif

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2010 ⁽¹⁾	1 ^{er} jan. 2010 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		62 930	62 114	60 194
Participations ne donnant pas le contrôle		17 340	8 513	5 241
TOTAL CAPITAUX PROPRES	16	80 270	70 627	65 436
Passifs non courants				
Provisions	17	14 431	12 989	12 790
Dettes financières	14	43 375	38 179	32 155
Instruments financiers dérivés	14	3 310	2 104	1 792
Autres passifs financiers	14	684	780	911
Autres passifs		2 202	2 342	2 489
Impôts différés passif	7	13 038	12 437	11 856
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		77 040	68 830	61 993
Passifs courants				
Provisions	17	1 751	1 480	1 263
Dettes financières	14	13 213	9 059	10 117
Instruments financiers dérivés	14	5 185	5 738	7 170
Fournisseurs et autres créanciers	14	18 387	14 835	12 887
Autres passifs		16 738	13 861	12 332
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	827	0	0
TOTAL PASSIFS COURANTS		56 100	44 973	43 769
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		213 410	184 430	171 198

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 ou variations.

(1) Données au 31 décembre 2010 et au 31 décembre 2009 retraitées ; voir Note 1.2.

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Chiffre d'affaires		90 673	84 478
Achats		(46 695)	(44 672)
Charges de personnel		(12 775)	(11 755)
Amortissements, dépréciations et provisions		(7 115)	(5 899)
Autres charges opérationnelles		(17 226)	(14 381)
Autres produits opérationnels		2 116	1 025
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	4	8 978	8 795
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(105)	(106)
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers		(532)	(1 468)
Restructurations		(189)	(206)
Effets de périmètre		1 514	1 185
Autres éléments non récurrents		18	1 297
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5	9 684	9 497
Charges financières		(3 383)	(2 810)
Produits financiers		778	589
RÉSULTAT FINANCIER	6	(2 606)	(2 222)
Impôt sur les bénéfices	7	(2 119)	(1 913)
Quote-part de résultat des entreprises associées	12	462	264
RÉSULTAT NET		5 420	5 626
Résultat net part du Groupe		4 003	4 616
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		1 418	1 010
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	8	1,8	2,1
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	8	1,8	2,1

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2011	31 déc. 2011 Quote-part du Groupe	31 déc. 2011 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2010	31 déc. 2010 Quote-part du Groupe	31 déc. 2010 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		5 420	4 003	1 418	5 626	4 616	1 010
Actifs financiers disponibles à la vente	14	(495)	(448)	(47)	(126)	(119)	(7)
Couverture d'investissement net		(70)	(58)	(12)	(106)	(63)	(43)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	15	(214)	(139)	(75)	(16)	11	(27)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	15	317	327	(10)	457	445	12
Impôts différés sur éléments ci-dessus	7	(68)	(87)	19	(137)	(144)	8
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt		(281)	(185)	(96)	45	48	(3)
Écarts de conversion		115	100	15	1 147	877	270
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(697)	(491)	(207)	1 265	1 054	210
Pertes et gains actuariels		(755)	(639)	(116)	(500)	(479)	(21)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels		248	207	41	157	149	9
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		46	46	0	(14)	(14)	(0)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(461)	(386)	(75)	(356)	(344)	(12)
RÉSULTAT GLOBAL		4 262	3 126	1 136	6 535	5 326	1 208

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2009	2 260 976 267	2 261	30 590	28 810	623	(355)	(1 644)	60 285	5 241	65 527
correction d'erreur - cf. Note 1.2				(91)				(91)		(91)
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 1^{ER} JANVIER 2010	2 260 976 267	2 261	30 590	28 720	623	(355)	(1 644)	60 195	5 241	65 436
Résultat net				4 616				4 616	1 010	5 626
Autres éléments du résultat global				(344)	177	877		710	198	909
Résultat global				4 272	177	877		5 326	1 208	6 535
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	26 217 490	26	471	120				617		617
Dividendes distribués en numéraire				(3 330)				(3 330)	(581)	(3 911)
Achat/vente d'actions propres				(55)			(436)	(491)		(491)
Transactions entre actionnaires				(190)				(190)	(21)	(211)
Regroupements d'entreprises									1 658	1 658
Émission de titres super-subordonnés									745	745
Annulation d'actions propres	(36 898 000)	(37)	(1 378)				1 415			
Autres variations				(12)				(12)	261	249
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 31 DÉCEMBRE 2010	2 250 295 757	2 250	29 683	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627



En millions d'euros

	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES RETRAITÉS AU 1^{ER} JANVIER 2011	2 250 295 757	2 250	29 683	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627
Résultat net				4 003				4 003	1 418	5 420
Autres éléments du résultat global				(386)	(590)	99		(877)	(282)	(1 158)
Résultat global				3 617	(590)	99		3 126	1 136	4 262
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	2 340 451	2	33	122				157	12	169
Dividendes distribués en numéraire				(3 328)				(3 328)	(1 033)	(4 361)
Achat/vente d'actions propres				(97)			(264)	(362)		(362)
Regroupements d'entreprises (International Power - cf. Note 2)				302	28	(175)		155	6 303	6 458
Transactions entre actionnaires (opération GRTgaz - cf. Note 2)				167				167	923	1 090
Transactions entre actionnaires (cession de 30% de l'Exploration Production au CIC - cf. Note 2)				938	1	1		940	1 341	2 281
Autres transactions entre actionnaires				(11)				(11)	(25)	(36)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									217	217
SUEZ Environnement : distribution de dividendes en actions, variation d'autocontrôle SUEZ Environnement Company et plan Sharing pour le personnel				(2)				(2)	(33)	(35)
Autres variations				(25)				(25)	(14)	(39)
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

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
RÉSULTAT NET	5 420	5 626
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(462)	(264)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	265	273
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	7 431	7 331
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 497)	(2 592)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	105	106
- Autres éléments sans effet de trésorerie	130	121
- Charge d'impôt	2 119	1 913
- Résultat financier	2 606	2 222
MBA avant résultat financier et impôt	16 117	14 736
+ Impôt décaissé	(1 853)	(2 146)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(426)	(258)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	13 838	12 332
Investissements corporels et incorporels	(8 898)	(9 292)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis *	(1 745)	(737)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	(119)	(139)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(258)	(510)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	167	405
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	1 024	412
Cessions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	1 570	1 239
Cessions de titres disponibles à la vente	76	847
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	81	39
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	138	128
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	60	(176)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(7 905)	(7 783)
Dividendes payés	(4 363)	(3 918)
Remboursement de dettes financières	(6 517)	(7 424)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(1 146)	16
Intérêts financiers versés	(1 977)	(1 565)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	212	141
Augmentation des dettes financières	8 114	8 709
Augmentation/diminution de capital	569	563
Achat/vente d'actions propres	(362)	(491)
Émission de titres super-subordonnés par SUEZ Environnement		742
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	2 974	(455)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(2 496)	(3 683)
Effet des variations de change et divers	(58)	106
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	3 379	972
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 296	10 324
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	14 675	11 296

* Dont l'effet lié à l'acquisition du groupe International Power plc présentée en Note 2.1.



Notes aux comptes consolidés

	Pages		Pages		
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	30	NOTE 16	Éléments sur capitaux propres	106
NOTE 2	Principales variations de périmètre	45	NOTE 17	Provisions	109
NOTE 3	Information sectorielle	55	NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	113
NOTE 4	Éléments du Résultat Opérationnel Courant	60	NOTE 19	Activité Exploration - Production	123
NOTE 5	Résultat des Activités Opérationnelles	61	NOTE 20	Contrats de location - financement	125
NOTE 6	Résultat financier	64	NOTE 21	Contrats de location simple	126
NOTE 7	Impôts	65	NOTE 22	Contrats de concession	128
NOTE 8	Résultat par action	70	NOTE 23	Paiements fondés sur des actions	129
NOTE 9	Goodwills	71	NOTE 24	Transactions avec des parties liées	135
NOTE 10	Immobilisations incorporelles	76	NOTE 25	Rémunération des dirigeants	138
NOTE 11	Immobilisations corporelles	78	NOTE 26	Litiges et concurrence	138
NOTE 12	Participations dans les entreprises associées	80	NOTE 27	Événements postérieurs à la clôture	145
NOTE 13	Participations dans les co-entreprises	82	NOTE 28	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011	146
NOTE 14	Instruments financiers	83	NOTE 29	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	155
NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers	94			

GDF SUEZ SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du 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 8 février 2012, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2011.

NOTE 1 RÉSUMÉ DES MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de GDF SUEZ sont fournies pour les deux derniers exercices 2010 et 2011 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2011, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2011 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2010 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 et 1.1.2 :

1.1.1 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2011

- ▶ IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* : Le Groupe a appliqué par anticipation en 2010 les seules dispositions relatives aux exemptions introduites en matière d'information à fournir pour les entreprises publiques. La nouvelle définition d'une partie liée introduite par la norme révisée appliquée pour la première fois en 2011 n'a pas d'incidence sur le périmètre des parties liées du Groupe au 31 décembre 2011. En revanche, l'information à communiquer au titre des engagements entre parties liées est accrue (voir la Note 24) ;
- ▶ Amendement IAS 32 – *Classement des émissions de droits* ;
- ▶ IFRIC 19 – *Extinction de passifs financiers avec des instruments de capitaux propres* ;

- ▶ Amendement IFRIC 14 – *Paiements d'avance d'exigences de financement minimal* ;
- ▶ Improvements to IFRS 2010 – *Améliorations aux normes internationales d'information financière*.

Ces amendements et interprétations n'ont pas induit d'impact significatif sur les États Financiers du Groupe au 31 décembre 2011.

1.1.2 Amendement dont l'application est obligatoire après 2011 et anticipée par le Groupe en 2011

- ▶ Amendement IAS 1 – *Présentation des autres éléments du résultat global* ⁽²⁾ : Le Groupe a décidé d'appliquer par anticipation cet amendement qui, bien que non encore adopté par l'Europe, constitue une information utile qui n'est pas en contradiction avec les dispositions actuelles de la norme IAS 1. Au sein des Autres éléments du résultat global, sont ainsi regroupés ceux qui seront reclassés ultérieurement en résultat net, et ceux qui ne le seront pas.

1.1.3 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC dont l'application est obligatoire après 2011 et non anticipée par le Groupe en 2011

Normes et amendements applicables en 2012

- ▶ Amendements IAS 12 – *Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents* ⁽²⁾ ;
- ▶ Amendements IFRS 7 – *Instruments financiers : Informations à fournir - Transferts d'actifs financiers*.

(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.



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 co-entreprises ⁽¹⁾ ;
- ▶ IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur ⁽¹⁾ ;
- ▶ Amendements IAS 19 – Avantages du personnel ⁽¹⁾ ;
- ▶ Amendements IFRS 7 – Informations sur les compensations entre actifs et passifs financiers ⁽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.

1.1.4 Rappel des options de transition IFRS 1

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

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

1.2 Retraitement des états financiers consolidés 2010 conformément à IAS 8

Au cours du 1^{er} semestre 2011, une erreur a été détectée dans la détermination de la créance de « gaz en compteur » comptabilisée dans le Secteur Énergie France. Cette erreur résulte de l'utilisation d'un modèle incomplet et de certains paramètres de calcul erronés. L'essentiel de l'incidence cumulée de cette erreur est antérieur au 22 juillet 2008, date de la fusion entre Gaz de France et SUEZ, affectant ainsi la juste valeur des actifs acquis dans le cadre de cette opération, et donc le *goodwill*, le coût du regroupement d'entreprises demeurant inchangé. Au 1^{er} janvier 2010 et au 31 décembre 2010, les postes Goodwill, Clients et autres débiteurs, Impôts différés actifs, Autres dettes, et Capitaux propres ont été corrigés pour respectivement + 366 millions d'euros, - 833 millions d'euros, + 240 millions d'euros, - 137 millions d'euros et - 91 millions d'euros. L'impact de cette erreur sur le résultat au 31 décembre 2010 et sur les indicateurs clés du Secteur Énergie France n'est pas significatif, aussi le compte de résultat 2010 et les

indicateurs du secteur Énergie France n'ont-ils pas été retraités. En conséquence, le résultat par action de base et dilué, des périodes présentées, n'est pas modifié. Il en va de même des résultats des exercices 2009 et 2008.

Les mesures appropriées ont été mises en place pour renforcer dès le 1^{er} semestre 2011 la fiabilité du modèle de détermination du « gaz en compteur » du Secteur Énergie France et adapter en conséquence les dispositifs de contrôle interne.

Les montants facturés aux 10,1 millions de clients en France n'ont été en aucun cas affectés par cette erreur.

1.3 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

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

Actifs ou groupe d'actifs destinés à être cédés

Conformément à la norme IFRS 5, « Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées », les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant.

1.4 Utilisation d'estimations et du jugement

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

1.4.1 Estimations

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

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

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

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 *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.5.4 et 1.5.5) ;
- ▶ l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.5.15) ;
- ▶ les instruments financiers (se reporter au § 1.5.11) ;
- ▶ le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur ;
- ▶ l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

1.4.1.1 Évaluation de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

1.4.1.2 Valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles, celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

1.4.1.3 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des sites de production nucléaires, de même que celles liées au démantèlement des infrastructures gazières en France, sont,

- ▶ outre les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) ;
- ▶ le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) ;

- ▶ ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que la Société estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

1.4.1.4 Engagements pour retraite

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

1.4.1.5 Instruments financiers

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

1.4.1.6 Chiffre d'affaires

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

1.4.1.7 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Les prévisions de bénéfices imposables et les consommations de reports déficitaires en

résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

1.4.2 Jugement

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

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour la 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 la détermination des « activités normales », au regard d'IAS 39, des 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.

1.5 Méthodes comptables

1.5.1 Périmètre et méthodes de consolidation

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

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

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

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

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

1.5.2 Méthodes de conversion

1.5.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euro.

1.5.2.2 Monnaie fonctionnelle

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

1.5.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

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

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

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

L'état de situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en « écarts de conversion » au sein des autres éléments du résultat global.

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

1.5.3 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option

qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.5.4 Immobilisations incorporelles

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

1.5.4.1 Goodwills

Détermination des goodwills

L'application au 1^{er} janvier 2010 de la norme IFRS 3 révisée conduit à distinguer les regroupements réalisés avant ou après cette date.

Regroupements réalisés avant le 1^{er} janvier 2010

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

Dans le cas d'une prise de contrôle par achats successifs de titres d'une filiale, le Groupe a déterminé un *goodwill* pour chaque transaction sur la base de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis à chaque date d'échange.

Regroupements réalisés après le 1^{er} janvier 2010

Le *goodwill* est évalué comme étant l'excédent du total de :

- (i) la contrepartie transférée ;
- (ii) le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise ; et
- (iii) dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;

par rapport au solde net des justes valeurs des actifs acquis et des passifs repris identifiables.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut être ajusté après la fin de la période d'évaluation.

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

Évaluation des goodwills

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

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.5.8 « Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles ».

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

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

1.5.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

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

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

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

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

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes (en années) :

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



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

1.5.5 Immobilisations corporelles

1.5.5.1 Immobilisations corporelles – évaluation initiale et évaluation postérieure

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

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

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

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

Les immobilisations corporelles financées au moyen de contrats de location-financement sont présentées à l'actif pour la valeur de marché ou la valeur actualisée des paiements futurs si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont également amorties selon le mode d'amortissement et les durées d'utilité décrits ci-dessous.

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

Gaz coussin

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

1.5.5.2 Amortissement

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

Les amortissements sont calculés essentiellement sur base du mode linéaire sur les durées normales d'utilité suivantes :

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

* Hors gaz coussin.

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

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

1.5.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

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

Les dépenses d'études géologiques et géophysiques sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les coûts d'exploration (autres que les dépenses d'études géologiques ou géophysiques) sont temporairement immobilisés dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Ce coût des forages d'exploration est

temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

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

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

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

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

1.5.7 Concessions

L'interprétation SIC 29 – Accords de concession de services – Informations à fournir, traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes, tandis que IFRIC 12 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

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

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

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

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

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

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

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

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

En application de ces principes :

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

- lorsque seule une part de l'investissement fait l'objet d'un engagement de paiement de la part du concédant, cette part est comptabilisée en actif financier à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde selon un modèle qualifié de mixte.

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

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

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

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

Autres concessions

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

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

1.5.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

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

Indices de perte de valeur

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

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

- ▶ au titre des indices externes :
 - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, politique ou du marché sur lequel l'entreprise opère ou auquel l'actif est dévolu,

- baisse de la demande,
- évolution du cours des énergies et du dollar,
- excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés ;
- ▶ au titre des indices internes :
 - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
 - performance inférieure aux prévisions,
 - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

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

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

Évaluation de la valeur recouvrable

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

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

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

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme demandé par la norme IAS 36.

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

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne « Perte de valeur sur actifs » du compte de résultat.

1.5.9 Contrats de location

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

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

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

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

1.5.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

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

1.5.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

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

1.5.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente « take-or-pay » qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

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

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

1.5.10 Stocks

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

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

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

Stock de gaz

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

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

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré (CUMP).

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

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

En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas de GES :

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

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

1.5.11 Instruments financiers

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

1.5.11.1 Actifs financiers

Ils comprennent les titres disponibles à la vente, les prêts et créances au coût amorti, y compris les créances clients et comptes rattachés et les actifs financiers évalués en juste valeur par résultat, dont les instruments financiers dérivés. Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et courants.

Titres disponibles à la vente

La catégorie « titres disponibles à la vente » comprend les participations du Groupe dans des sociétés non consolidées et les titres de capitaux propres ou de dettes ne satisfaisant pas aux critères de classement dans les autres catégories (voir infra). Le coût de revient est déterminé selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

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

Aux dates de clôture, les titres disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur. Pour les actions de sociétés cotées, cette juste valeur est déterminée sur la base du cours de Bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net. Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en autres éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est jugée suffisamment significative ou prolongée pour impliquer une perte de valeur le cas échéant. Dans ce dernier cas, une perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne « Pertes de valeur sur actifs ». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

Prêts et créances au coût amorti

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

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. À chaque date de clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode dite du taux d'intérêt effectif.

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

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

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

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalent de trésorerie (se reporter au § 1.5.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.5.11.2 Passifs financiers

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

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

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

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

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

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

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit « incorporé ». Les conditions selon lesquelles les dérivés incorporés doivent être comptabilisés séparément sont précisées ci-après. En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante « dérivé incorporé », à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé, et une composante « passif financier » déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

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

Engagements d'achat de participations ne donnant pas le contrôle

Les autres passifs financiers comprennent notamment les *puts* sur participations ne donnant pas le contrôle consentis par le Groupe.

Puts sur participations ne donnant pas le contrôle émis avant le 1^{er} janvier 2010

En l'absence de précisions dans les textes IFRS, et au vu des recommandations de l'AMF pour la clôture 2009, le Groupe a décidé de conserver ses méthodes comptables antérieures pour les instruments comptabilisés avant le 1^{er} janvier 2010 :

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

1.5.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

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

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

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

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

En complément, il convient de démontrer que :

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

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

Dérivés incorporés

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

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

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

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

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

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de :

- ▶ couverture de juste valeur d'un actif ou passif ;

- ▶ couverture de flux de trésorerie ;
- ▶ couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

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

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

Couverture de flux de trésorerie

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

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

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

Identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés

négoiés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

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

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

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

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

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

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois, et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données du marché :

- ▶ la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- ▶ la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- ▶ la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;

- ▶ les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*), et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- ▶ dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

1.5.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

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

1.5.13 Titres d'autocontrôle

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

1.5.14 Paiements fondés sur des actions

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

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

Instruments réglés en actions

1.5.14.1. Plans d'options

Les options octroyées aux salariés du Groupe sont évaluées à la date d'attribution en utilisant un modèle de valorisation binomial pour les options simples ou un modèle Monte Carlo pour celles comportant des conditions de performances externes. Ces modèles permettent de tenir compte des caractéristiques du plan (prix d'exercice, période d'exercice, conditions de performance le cas échéant), des données de marché lors de l'attribution (taux

sans risque, cours de l'action, volatilité, dividendes attendus) et d'une hypothèse comportementale des bénéficiaires. Cette option est enregistrée en charges de personnel sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

1.5.14.2 Attributions gratuites d'actions

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

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

1.5.14.3 Plans d'épargne entreprise

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

Instruments réglés en trésorerie

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

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

1.5.15 Provisions

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

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

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

- ▶ le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;

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

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

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, le Groupe a retenu en 2006 l'option offerte par IAS 19 d'abandonner la méthode dite du « corridor » et de comptabiliser directement en autres éléments du résultat global les pertes et gains actuariels résultant des changements d'hypothèses actuarielles et des ajustements liés à l'expérience.

Les écarts actuariels sont donc comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode.

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

Les charges d'intérêt sur les obligations de retraite et assimilés et le rendement attendu des placements en couverture de ces obligations, sont présentés en résultat financier.

1.5.15.2 Autres provisions

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

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

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

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

1.5.16 Chiffre d'affaires

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

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

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

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

1.5.16.1 Vente d'énergie

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

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est déterminée indépendamment des volumes et dont le montant est généralement fixe mais peut, dans certains cas très limités, évoluer sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à cette composante est étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

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

1.5.16.2 Prestations de services

Environnement

Eau

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

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

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

Propreté

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

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

Services à l'énergie

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

1.5.16.3 Contrats de construction et contrats de location

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

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

1.5.17 Résultat opérationnel courant (ROC)

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter « un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente » (en conformité avec la Recommandation CNC 2009-RO3, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments

correspondent au *Marked to Market* (MtM) des instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents, et sont définis comme suit :

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

Cette ligne regroupe :

- les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
- les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
- les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
- les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés ;
- ▶ autres éléments non récurrents : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.5.18 Tableau des flux de trésorerie

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

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

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

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

1.5.19 Impôts

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

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

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

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, co-entreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date

à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

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

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

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

1.5.20 Résultat par action

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

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

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Principales acquisitions de l'exercice 2011

2.1.1 Acquisition du groupe International Power plc

2.1.1.1 Description de la transaction

La prise de contrôle du groupe International Power plc (« International Power ») par le Groupe GDF SUEZ, annoncée publiquement le 10 août 2010, est devenue effective le 3 février 2011.

Les principales étapes de ce rapprochement ont été les suivantes :

- ▶ **10 août 2010** : Signature par les Conseils d'Administration de GDF SUEZ et International Power d'un protocole d'accord détaillant les principaux termes et conditions de la proposition de rapprochement entre International Power et les activités de GDF SUEZ Énergie International (hors Europe) et certains actifs au Royaume Uni et en Turquie (collectivement désignés « GDF SUEZ Énergie International ») ;

- ▶ **13 octobre 2010** : Signature par GDF SUEZ, Electrabel et International Power du Traité d'Apport (« Merger Deed ») et des autres principaux accords régissant les relations entre GDF SUEZ et le nouvel ensemble International Power après réalisation du rapprochement ;

- ▶ **16 décembre 2010** : Approbation par l'Assemblée Générale d'International Power du rapprochement avec GDF SUEZ Énergie International ;

- ▶ **3 février 2011** : Réalisation de la transaction et prise de contrôle d'International Power suite à la levée des conditions suspensives notamment l'obtention de l'accord de certaines autorités réglementaires ou de la concurrence, certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionnariale des activités apportées, l'admission à la cote officielle de la UK Listing Authority (UKLA) et aux négociations sur le marché principal du London Stock Exchange des nouvelles actions International Power.



L'acquisition d'International Power a été réalisée via l'apport par GDF SUEZ de GDF SUEZ Énergie International à International Power en échange de 3 554 347 956 nouvelles actions ordinaires émises par International Power le 3 février 2011.

Dans le cadre de la réalisation de l'apport, GDF SUEZ a, conformément au Traité d'Apport, préalablement effectué certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionnariale des activités apportées et a procédé à des contributions en capitaux propres de 5 277 millions d'euros et 1 413 millions de livres sterling (soit 1 659 millions d'euros) au profit d'entités de GDF SUEZ Énergie International. Cette augmentation de capital de 1 413 millions de livres sterling est destinée à financer un dividende exceptionnel de 92 pence par action (soit 1 659 millions d'euros) qui a été payé le 25 février 2011 aux actionnaires (à l'exclusion des porteurs de nouvelles actions ordinaires) figurant sur le registre des actionnaires d'International Power le 11 février 2011, date d'enregistrement.

À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient 69,78% des droits de vote du groupe International Power.

Ce rapprochement entre International Power et les activités GDF SUEZ Énergie International donne naissance au leader mondial de la production indépendante d'électricité. Il permet à GDF SUEZ d'accélérer son développement industriel et de renforcer la présence internationale du Groupe aux États-Unis, au Royaume-Uni et sur les marchés en croissance rapide du Moyen-Orient et d'Asie.

Le groupe International Power est consolidé par intégration globale dans les états financiers du Groupe GDF SUEZ à compter du 3 février 2011.

Afin de se conformer aux exigences de la Commission européenne, International Power a conclu le 18 mai 2011 un accord avec Itochu visant à lui céder sa participation dans le projet T-Power en Belgique. Le projet T-Power porte sur la construction et l'exploitation d'une centrale électrique à cycle-combiné gaz de 420 MW.

2.1.1.2 Juste valeur de la contrepartie transférée

La juste valeur de la contrepartie transférée pour acquérir 69,78% d'International Power a été évaluée à partir du cours de Bourse d'International Power le 3 février 2011, date de réalisation effective

du regroupement d'entreprises. La juste valeur transférée s'élève ainsi à 5 130 millions d'euros, elle correspond aux 1 073 millions d'actions International Power acquises (soit 69,78% des actions existantes d'International Power avant la réalisation de la transaction) valorisées au cours de Bourse du 3 février, soit 4,08 GBP par action (à un taux de change GBP/EUR de 1,17).

2.1.1.3 Incidences de l'acquisition sur les états financiers consolidés

Le Groupe a décidé d'évaluer les participations ne donnant pas le contrôle à leur juste valeur. La juste valeur de la participation ne donnant pas le contrôle correspondant aux 30,22% d'International Power non détenus par le Groupe a été évaluée sur la base du cours de Bourse d'International Power le 3 février 2011. Les participations détenues par des tiers dans des filiales acquises d'International Power sont évaluées soit selon la méthode des projections de flux de trésorerie actualisés soit selon la méthode dite des « Discounted dividends model ». Concernant ces filiales, la juste valeur des entités détenant des actifs dont la production n'est pas pré-vendue est déterminée à partir des hypothèses de marché disponibles à la date d'acquisition concernant le prix de l'électricité et des combustibles ainsi que d'hypothèses à long-terme reflétant l'évolution attendue des prix des matières premières. La juste valeur des entités détenant des actifs dont la production est pré-vendue est calculée à partir des plans d'affaires et prévisions existant à la date d'acquisition. Les taux d'actualisation appliqués sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées.

Avant l'acquisition, le Groupe et International Power détenaient respectivement des intérêts de 30% et 40% dans l'entité Hidd Power Company au Moyen-Orient. Cette entité était consolidée par mise en équivalence dans les états financiers de GDF SUEZ et International Power. Suite à l'acquisition d'International Power, le Groupe a pris le contrôle de Hidd Power Company (voir infra note 2.3).

Au 31 décembre 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.



Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables d'International Power (y compris Hidd Power Company) à la date d'acquisition (en millions d'euros) :

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	430
Immobilisations corporelles nettes	10 941
Titres disponibles à la vente	121
Prêts et créances au coût amorti	1 265
Instruments financiers dérivés	87
Participations dans les entreprises associées	1 158
Autres actifs	89
Impôts différés actif	38
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	14 129
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	109
Instruments financiers dérivés	31
Clients et autres débiteurs, et autres actifs	1 081
Stocks	334
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 232
TOTAL ACTIFS COURANTS	2 787
Passifs non courants	
Provisions	116
Dettes financières	7 451
Instruments financiers dérivés	152
Autres passifs	132
Impôts différés passif	1 034
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	8 885
Passifs courants	
Provisions	230
Dettes financières	669
Instruments financiers dérivés	608
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	1 228
TOTAL PASSIFS COURANTS	2 735
TOTAL ACTIF NET (100%)	5 296
Contrepartie transférée	5 130
Réévaluation des intérêts précédemment détenus dans Hidd Power Company	32
Dénouement du dérivés de change en couverture du dividende exceptionnel	23
Participations ne donnant pas le contrôle	2 932
GOODWILL	2 822

Le goodwill de 2 822 millions d'euros représente essentiellement les synergies attendues sur les plans opérationnels (optimisation des coûts centraux et régionaux, et rationalisation des achats et des contrats de maintenance) et financiers (refinancement de certains emprunts à un coût moindre grâce à la réduction du coût du financement pour le nouvel ensemble).

Cette acquisition se traduit par une augmentation des capitaux propres de 6 458 millions d'euros, dont 6 303 au titre des participations ne donnant pas le contrôle. L'impact de 155 millions sur les capitaux propres part du Groupe correspond à l'incidence de la dilution de 30% des intérêts du Groupe dans GDF SUEZ Énergie International et à sa rémunération par la prise de contrôle de 69,78% de International Power.

La réalisation de cette transaction en février 2011 a un impact net de - 427 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- ▶ Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à date d'acquisition : + 1 232 millions d'euros ;
- ▶ Paiement du dividende exceptionnel : - 1 659 millions d'euros.

Les frais d'acquisition relatifs à cette acquisition, présentés sur la ligne « Effets de périmètre » du compte de résultat, se sont élevés à 64 millions d'euros. L'essentiel de ces coûts a été comptabilisé au cours du second semestre 2010.

La contribution des entités acquises d'International Power au chiffre d'affaires, au résultat opérationnel courant et au résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 s'élève respectivement à 4 050 millions d'euros, 590 millions d'euros et 208 millions d'euros.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 334 millions d'euros et 74 millions d'euros.

2.1.2 Finalisation de l'accord avec ACEA Spa concernant la fin du partenariat entre les deux groupes dans les activités Énergie en Italie

L'accord du 16 décembre 2010 mettant fin au partenariat et au pacte d'actionnaires entre le Groupe et Acea dans le domaine de l'Énergie en Italie est entré en vigueur au premier trimestre 2011 suite, en particulier, à la levée des dernières conditions suspensives.

En 2010, les activités du groupe AceaElectrabel étaient contrôlées conjointement par le Groupe et Acea et étaient à ce titre consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle dans les états financiers du Groupe.

En application de la transaction globale conclue avec Acea sur le décroisement des participations communes, les deux parties ont procédé aux opérations suivantes :

- ▶ Le Groupe a acquis la participation d'Acea dans la holding détenant 50% du capital de la société de production d'électricité Tirreno Power pour un prix de 108 millions d'euros. Cette opération a permis au Groupe de porter son pourcentage d'intérêt dans Tirreno Power de 35 à 50%. Tirreno Power, codétenue avec Energia Italiana, demeure consolidée par intégration proportionnelle ;
- ▶ Le Groupe a pris le contrôle des activités de négoce d'AceaElectrabel Trading Spa (AET) en acquérant pour 20 millions d'euros la participation d'AceaElectrabel dans cette entité. AET est désormais détenue à 100% par le Groupe ;
- ▶ Le Groupe a cédé à Acea sa participation de 40,59% dans AceaElectrabel Elettricità (AEE), société commercialisant du gaz et de l'électricité dans la ville de Rome pour un prix de 57 millions d'euros ;
- ▶ Suite à une opération de « spin off » d'AceaElectrabel Produzione Spa (AEP), certains actifs de production électriques d'AEP (les actifs de production hydroélectriques et deux autres centrales électriques situées près de Rome) ont été transférés à une entité détenue à 100% par Acea. En contrepartie de cette cession d'actifs qui s'élève à 130 millions d'euros, le Groupe a pris le contrôle d'AEP, dont il détient désormais 100% (après « spin off ») pour un prix de 76 millions d'euros ;
- ▶ Enfin, le Groupe a acquis pour 9 millions d'euros des droits de préemption sur les actifs hydroélectriques transférés à Acea ainsi que sur AEE. Par ailleurs, les deux groupes ont procédé au rachat des prêts actionnaires concernés par les opérations de décroisement, ces opérations se sont traduites par un paiement net de 25 millions d'euros au profit d'Acea.

Suite à la prise de contrôle des entités AEP et AET, le Groupe a, conformément à IFRS 3, réévalué les intérêts précédemment détenus dans ces entités. L'effet net de cette réévaluation et des résultats de cession s'élève à - 6 millions d'euros. Ces impacts sont présentés sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre »).

Au 31 décembre 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.



Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables de AET, AEP et ses filiales, ainsi que les valeurs comptables de Tirreno Power au 31 décembre 2011 (en millions d'euros) :

En millions d'euros	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	97
Immobilisations corporelles nettes	1 354
Autres actifs non courants	58
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	1 509
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs	646
Autres actifs courants	162
Trésorerie et équivalent de trésorerie	202
TOTAL ACTIFS COURANTS	1 010
Passifs non courants	
Provisions non courantes	37
Dettes financières non courantes	567
Autres passifs non courants	191
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	795
Passifs courants	
Provisions courantes	14
Dettes financières courantes	458
Autres dettes courantes	597
TOTAL PASSIFS COURANTS	1 069
TOTAL ACTIF NET (100%)	654

Cette transaction globale a un impact net négatif de 226 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- ▶ trésorerie et équivalents de trésorerie acquises/cédées à date d'acquisition : - 174 millions d'euros ;
- ▶ décaissement net sur les acquisitions, cessions de titres et les remboursements nets de prêts : - 52 millions d'euros.

À l'issue de cette opération d'ensemble, le *goodwill* comptabilisé s'élève à 83 millions d'euros.

L'impact de ces changements de périmètre sur le chiffre d'affaires et sur le résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 s'élève respectivement à + 214 millions d'euros et + 15 millions d'euros.

2.1.3 Acquisition de sites de stockage en Allemagne

Le 31 août 2011, le Groupe a pris le contrôle des sociétés BEB Speicher GmbH (« BEB ») et ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH (« EMGSG »).

Ces acquisitions ont été réalisées par la société Storengy Deutschland Infrastructures GmbH, filiale à 100% du Groupe, via les deux transactions suivantes :

- ▶ acquisition auprès de BEB Erdgas & Erdol GmbH, joint venture entre Shell et ExxonMobil, de l'intégralité des titres BEB pour un prix de 657 millions d'euros ;
- ▶ acquisition auprès de Mobil Erdgas-Erdol GmbH de l'intégralité des titres EMGSG pour un prix de 258 millions d'euros.

Les sociétés acquises exploitent les sites de stockages souterrains de gaz naturel d'Uelsen, Harsefeld, Lesum, Reitbrook et Schmidhausen ; EMGSG détient également une participation de 19,7% dans le site de Breitbrunn-Eggstädt.

Ces prix d'acquisition sont susceptibles d'être ajustés en fonction du résultat des négociations en cours avec le vendeur sur le niveau du besoin en fond de roulement et de l'endettement net de BEB et EMGSG au 31 août 2011. Les prix d'acquisitions définitifs seront arrêtés à la fin du mois de février 2012.



Notes aux comptes consolidés

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

Au 31 décembre 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours du 1^{er} semestre 2012. Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs provisoires attribuées aux actifs et passifs identifiables à la date d'acquisition :

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations corporelles nettes	403
Titres disponibles à la vente	38
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	442
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs, stock et autres actifs	25
Trésorerie et équivalents de trésorerie	25
TOTAL ACTIFS COURANTS	50
TOTAL ACTIF	492
Passifs non courants	
Provisions	8
Impôts différés passif	87
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	96
Passifs courants	
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	47
TOTAL PASSIFS COURANTS	47
TOTAL ACTIF NET (100%)	349
Contrepartie transférée	915
GOODWILL	566

Le goodwill provisoire s'établit à 566 millions d'euros.

Cette transaction a un impact net de 890 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- ▶ trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à la date d'acquisition : 25 millions d'euros ;
- ▶ décaissement : 915 millions d'euros.

En tenant compte de cette opération, la contribution de cette acquisition au chiffre d'affaires et au résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 s'élève respectivement à 34 millions d'euros et à 7 millions d'euros.

2.2 Autres mouvements de périmètre de l'exercice 2011

Le Groupe a lancé début 2011 un programme « d'optimisation de portefeuille » visant à réduire l'endettement net du Groupe de 10 milliards d'euros sur la période 2011-2013.

Les cessions et entrées d'actionnaires minoritaires réalisées en 2011 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 6 476 millions d'euros.



Les incidences cumulées des principales de ces cessions effectives sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2011 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	Impacts comptabilisés en capitaux propres part du Groupe
Cession de la participation minoritaire de 22,5% dans EFOG	631	(460)	355	-
Cession d'une participation minoritaire de 30% dans les activités Exploration Production	2 491	(2 298)	-	940
Cession de la participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction	672	(579)	479	-
Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 25% dans le capital de GRTgas	810	(1 100)	-	167
Participations dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Belgique	-	(723)	533	-
Cession de G6 Rete Gas	402	(737)	(38)	-
Cession de 70% de la participation détenue dans Bristol Water	152	(386)	88	-
Cession de Noverco	194	(194)	28	-
TOTAL	5 352	(6 476)	1 446	1 107

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 nouvelle classification de ces activités dans l'état de situation financière se traduit par une réduction de l'endettement net de 596 millions d'euros.

2.2.1 Cession de la participation du Groupe dans EFOG

EFOG était une joint-venture (comptabilisée en intégration proportionnelle) entre GDF SUEZ (22,5%) et l'opérateur Total E&P UK limited (77,5%, opérateur) qui détient elle-même une participation de 46,2% dans les champs de condensats et gaz naturel d'Elgin-Franklin situés en mer du Nord britannique.

Le 31 décembre 2011, le Groupe a cédé au groupe Total sa participation de 22,5% dans la société EFOG pour un prix de 631 millions d'euros. Le Groupe a reçu un paiement de 496 millions d'euros correspondant au prix de cession de 631 millions d'euros diminué de la créance financière de 135 millions précédemment vis-à-vis du Groupe, reprise par Total dans le cadre de la transaction. La plus-value de cession générée s'élève à 355 millions d'euros dont - 20 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en « autres éléments du résultat global » (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre »).

La contribution d'EFOG au résultat net part du Groupe des exercices 2011 (avant impact du résultat de cession) et 2010 s'élevait respectivement à 55 millions d'euros et 76 millions d'euros.

Les relations et les transactions entre le Groupe et sa partie liée EFOG en 2010 et 2011 sont présentées dans la Note 24 « Transactions avec des parties liées ».

Cette cession se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 460 millions d'euros au 31 décembre 2011 (soit le paiement de 496 millions d'euros diminué de la trésorerie et équivalents de trésorerie figurant dans l'état de situation financière d'EFOG avant sa cession).

2.2.2 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 30% dans les activités Exploration & Production du Groupe et cession de la participation du Groupe dans GDF SUEZ LNG Liquefaction

Dans le cadre de l'accord de coopération signé en août 2011 avec China Investment Corporation (« CIC »), le Groupe et CIC ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation minoritaire de 30% dans les activités Exploration & Production du Groupe (« GDF SUEZ E&P »). Aux termes de cet accord, CIC prévoit également d'acquiescer la société GDF SUEZ LNG Liquefaction qui détient une participation de 10% dans l'usine de liquéfaction Atlantic LNG, située à Trinité-et-Tobago.

Préalablement à la réalisation de la transaction, et conformément à l'accord d'acquisition du 31 octobre, le Groupe a procédé à des opérations de restructuration et de réduction de l'endettement net de la société GDF SUEZ E&P International « EPI » (société holding des activités de GDF SUEZ E&P) afin de ramener son niveau d'endettement net à 1 milliard de dollars soit 749 millions d'euros.

Les cessions sont devenues effectives le 20 décembre 2011 suite à la levée des dernières conditions suspensives au titre desquelles figuraient notamment les approbations de l'opération par certaines autorités réglementaires ainsi que la restructuration de la dette financière nette d'EPI.

CIC est entré au capital de EPI à hauteur de 30% pour un montant de 3 257 millions de dollars (soit 2 491 millions d'euros) le 20 décembre 2011.

Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GDF SUEZ E&P. S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable cédée, soit 1 094 millions d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres part du Groupe. En tenant compte des frais de transaction, cette opération se traduit par une augmentation nette des capitaux propres part du Groupe de 940 millions d'euros. À l'issue de cette transaction, la participation ne donnant pas le contrôle de CIC s'élève à 1 341 millions d'euros dans l'état de situation financière.

Le Groupe a également cédé le 20 décembre pour un prix de 879 millions de dollars (soit 672 millions d'euros) sa participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction. Le paiement du prix a été effectué le 20 décembre 2011. La plus-value constatée en résultat sur la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction s'élève à 479 millions d'euros (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre »), dont 418 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion et des variations de juste valeur du titre disponible à la vente Atlantic LNG comptabilisés en « autres éléments du résultat global ». Les engagements d'achats de gaz naturel liquéfié souscrits par le Groupe vis-à-vis d'Atlantic LNG avant la cession sont maintenus.

Enfin, le 21 décembre 2011, EPI a distribué un acompte sur dividende de 345 millions d'euros à ses actionnaires, dont 103 millions d'euros à CIC.

2.2.3 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 25% dans le capital de GRTgaz

Le 27 juin 2011, le Groupe et le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts ont conclu un accord de partenariat long terme dans le domaine du transport de gaz naturel.

En application de l'accord d'investissement conclu entre les parties, le consortium a acquis pour un prix de 1 110 millions d'euros 25% du capital social et des droits de vote de GRTgaz, société du Groupe assurant la gestion du réseau de transport de gaz naturel en France. Le paiement du prix est intervenu le 12 juillet 2011 via le versement de 810 millions d'euros au titre de l'acquisition de 9 782 609 actions représentant 18,2% du capital et la souscription de 3 263 188 actions, soit 6,8% du capital, dans le cadre d'une augmentation de capital réservée de 300 millions d'euros.

Ces opérations ont été précédées d'une distribution exceptionnelle de GRTgaz au profit de GDF SUEZ pour un montant de 805 millions, le dividende GRTgaz relatif à l'exercice 2010 restant par ailleurs acquis à GDF SUEZ.

Cette transaction est effective depuis le 27 juin 2011, date de signature de l'accord d'investissement, du pacte d'actionnaire de GRTgaz et de la levée des conditions suspensives. Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GRTgaz.

S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable cédée, soit 167 millions d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres part du Groupe. À l'issue de cette transaction, la participation ne donnant pas le contrôle du consortium public s'élève à 923 millions d'euros dans l'état de situation financière.

2.2.4 Participations dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Belgique

Au cours du premier semestre 2011, différentes opérations ont été réalisées, tant en Flandre qu'en Wallonie, sur le capital des intercommunales mixtes gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz dans lesquelles Electrabel, filiale à 100% du Groupe, détient des participations.

Ces opérations se sont inscrites dans la continuité des accords précédemment convenus entre le Groupe et le secteur public dans le contexte de la libéralisation des marchés de l'énergie et de la volonté de l'Union européenne et du législateur belge de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

En Flandre, des réductions de capital ont été réalisées courant juin 2011, immédiatement suivies par des augmentations de capital souscrites intégralement par le secteur public. Ces modifications du capital ont conduit à réduire les droits de vote du Groupe en Assemblée Générale.

À l'issue de ces opérations, et compte tenu de la situation particulière propre à la Région flamande, dont notamment le décret régional qui impose à Electrabel la cession totale de ses participations au capital des gestionnaires de réseaux de distribution flamands au plus tard en 2018, le Groupe a décidé, de manière irrévocable, de renoncer à toute présence au sein des organes d'Eandis, l'opérateur unique des réseaux, et de limiter de façon substantielle ses droits au sein des organes de décision des intercommunales mixtes. Les dispositions prises en matière de gouvernance ont porté tant sur la représentation dans les Conseils d'Administration que sur le pouvoir de vote en Assemblée Générale.

Compte tenu des droits résiduels dont le Groupe dispose suite à ces événements, il n'exerce plus d'influence notable sur les intercommunales flamandes à partir du 30 juin 2011. De ce fait, la méthode de la mise en équivalence n'est plus appropriée et ces titres doivent être présentés en tant que « Titres disponibles à la vente » dans les états financiers annuels 2011. Conformément aux normes applicables en la matière, la participation conservée a été reconnue à la juste valeur et l'écart par rapport à la valeur comptable est présenté en compte de résultat, sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles, pour un montant de 425 millions d'euros.

En Wallonie, le Groupe a cédé 5% de titres d'intercommunales, ramenant sa participation à 25%. Cette cession s'est traduite par un gain de 83 millions d'euros, présenté en « Effets de périmètre ». Au cours du second semestre 2011 le Groupe a également cédé l'intégralité de sa participation dans Interomosane 1 (intercommunale de Liège), opération qui s'est traduite par un gain de 25 millions d'euros.

Des réductions de capital ont également été réalisées courant juin 2011. La quote-part du Groupe dans ces réductions de capital étant supérieure à la valeur de mise en équivalence, l'excédent a été comptabilisé en résultat pour ramener les titres à une valeur nulle. Il en résulte un impact positif de 49 millions d'euros, présenté en « Quote-part de résultat des entreprises associées », la comptabilisation des quotes-parts dans le résultat de ces entités étant « suspendue » pour les périodes ultérieures jusqu'à apurement de l'excédent. Au 31 décembre 2011, cet excédent s'élève à 70 millions d'euros.



Le contexte, légal et politique, propre aux intercommunales wallonnes, n'a conduit à aucune modification de la gouvernance de ces entités, qui continuent à être mises en équivalence dans les comptes du Groupe.

2.2.5 Cession des actifs de distribution de gaz naturel en Italie (G6 Rete Gas)

Le 3 octobre 2011, le Groupe a cédé au consortium constitué du fonds d'infrastructures F2I, d'AXA Private Equity et d'Enel Distribution, la totalité de sa participation dans G6 Rete Gas, société active dans la distribution de gaz en Italie, pour un prix de 402 millions d'euros.

G6 Rete Gas était consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe jusqu'au 30 septembre 2011, date à laquelle la participation est décomptabilisée.

La contribution de G6 Rete Gas au résultat net part du Groupe des exercices 2011 (avant impact du résultat de cession) et 2010 s'élevait respectivement à 5 millions d'euros et 23 millions d'euros.

Cette cession génère une moins-value de cession de 38 millions d'euros pour le Groupe (cf. Note 5.4 « Effets de périmètre ») et se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 737 millions d'euros (soit le paiement de 402 millions d'euros ainsi que l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net de 335 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière de G6 Rete Gas avant sa cession).

2.2.6 Cession de 70% de la participation détenue dans Bristol Water

Le 5 octobre 2011 SUEZ Environnement, via sa filiale AGBAR, a cédé 70% de l'activité régulée de Bristol Water (18,67% au niveau GDF SUEZ), société de distribution d'eau potable au Royaume-Uni consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe jusqu'à la date de cession. L'opération a été conclue pour un prix de 132 millions GBP (soit 152 millions d'euros). Après prise en compte des frais de transaction, la plus-value de cession générée sur la part cédée s'élève à 57 millions d'euros.

La participation conservée de 30% dans l'activité régulée (8% au niveau GDF SUEZ) est consolidée par mise en équivalence. En application d'IAS 27, les intérêts conservés ont été réévalués à la juste valeur à la date de l'opération.

L'impact cumulé de cette opération, présenté sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles (voir Note 5.4 « Effets de périmètre »), s'élève à 88 millions d'euros.

2.3 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2011, 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 1 298 millions d'euros et 827 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 :

En millions d'euros	31 décembre 2011
Immobilisations corporelles nettes	1 125
Autres actifs	173
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	1 298
Dettes financières	596
Autres passifs	231
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	827

Les actifs présentés sur les lignes « actifs classés comme détenus en vue de la vente » et « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente » au 31 décembre 2011 correspondent à des actifs de production d'électricité du secteur opérationnel « International Power ». Le Groupe s'attend à finaliser la cession de ces actifs au cours du 1er semestre 2012.

► Hidd Power Company (Bahrein)

Comme mentionné dans la note 2.1.1, le Groupe a pris le contrôle de Hidd Power Company dans le cadre de l'acquisition d'International Power. Cette société était précédemment consolidée par mise en équivalence dans les états financiers de GDF SUEZ et International Power.

Au cours de l'exercice 2011, le Groupe a approuvé la cession d'une partie de sa participation, entraînant la perte de contrôle, dans Hidd Power Company afin de se mettre en conformité avec les limitations

de part de marché imposées par le Ministère des Finances du Royaume de Bahrein.

► Choctaw & Hot Spring (Etats-Unis)

Au cours de l'exercice 2011, International Power a approuvé la cession de ses centrales à cycle combiné de Choctaw et Hot Spring (746 MW chacune).

► T-Power (Belgique)

Le Groupe a acquis la participation dans le projet T-Power dans le cadre de l'acquisition d'International Power (cf. Note 2.1.1).

Afin de se conformer aux exigences de la Commission Européenne, International Power a conclu le 18 mai 2011 un accord de cession avec Itochu.

2.4 Autres opérations de l'exercice 2011

Diverses acquisitions et prises de participation, dont les incidences individuelles et cumulées (prise de contrôle de la société WSN Environmental Solutions en Australie et de Proenergy Contracting en Allemagne) sur les états financiers du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2011.

2.5 Principales opérations de l'exercice 2010

Au cours de l'exercice 2010, le Groupe a réalisé les transactions suivantes :

2.5.1 Prise de contrôle d'Agbar de Barcelona

La prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ, via sa filiale SUEZ Environnement, des activités eau et environnement d'Agbar de Barcelona (Agbar) a été finalisée le 8 juin 2010, date à laquelle Criteria Caixa Corp (Criteria), partenaire historique du Groupe dans Agbar, a cédé une partie de ses titres Agbar au Groupe pour un montant de 666 millions d'euros.

Cette transaction avait été précédée :

- ▶ d'une offre publique de retrait effectuée en mai 2010 par Agbar sur ses propres actions (investissement de 273 millions d'euros pour Agbar) ;
- ▶ la cession par Agbar le 8 juin 2010 de la totalité de sa participation dans Adeslas (activité d'assurance santé) à Criteria pour un montant de 687 millions d'euros.

Criteria et SUEZ Environnement avaient également signé un nouveau pacte d'actionnaires octroyant à SUEZ Environnement le contrôle d'Hisusa, holding détenant lui-même le Groupe Agbar.

Depuis le 8 juin 2010, le Groupe consolide Agbar par intégration globale dans ses états financiers consolidés.

2.5.2 Chili

Le 29 janvier 2010, SUEZ Energy Andino S.A (« SEA »), filiale de GDF SUEZ, et Corporacion Nacional del cobre de Chile (« Codelco ») ont procédé à la fusion de certaines de leurs participations énergétiques actives dans le réseau électrique du Nord du Chili (« SiNG »).

Au terme de cette fusion, le Groupe détient, par le biais de sa filiale SEA, un pourcentage d'intérêt de 52,4% dans E-CL S.A (« E-CL »),

E-CL contrôle les entités Gasoducto Norandino S.A, Gasoducto Norandino Argentina, précédemment contrôlées par le Groupe, ainsi que les entités Electroandina S.A, Distrinor S.A, Central Termoelectrica Andina, précédemment contrôlées conjointement avec Codelco. Enfin, E-CL continue de consolider par intégration proportionnelle sa participation dans Inversiones Hornitos.

Les pactes d'actionnaires avec Codelco existants antérieurement ont pris fin à la date de fusion.

2.5.3 Décroisement des participations communes dans l'eau avec Veolia Environnement

Le décroisement de l'ensemble des participations communes de SUEZ Environnement et Veolia Environnement dans des sociétés (dites « paritaires ») de gestion de l'eau en France, a été finalisé au cours du 1^{er} trimestre 2010. Au terme de ce processus, SUEZ Environnement :

- ▶ a pris le contrôle de huit sociétés antérieurement consolidées par intégration proportionnelle. Ces huit sociétés sont désormais consolidées par intégration globale dans les états financiers du Groupe ;
- ▶ a cédé à Veolia-Eau l'intégralité de ses participations dans Société des Eaux de Marseille et Société des Eaux d'Arles pour un montant de 131 millions d'euros.

2.5.4 Prise de contrôle dans Astoria

Le 7 janvier 2010, le Groupe a porté sa participation de 14.8% à 65.4% dans la centrale au gaz naturel d'Astoria Energy, Phase I, située dans le Queens à New York City. Cette prise de participation complémentaire s'est effectuée pour un montant de 156 millions d'euros.

À compter de cette date, Astoria I est consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe.

2.5.5 Cessions des participations du Groupe Fluxys et Fluxys LNG

Le Groupe a cédé en 2010 à Publigaz ses participations résiduelles dans le Groupe Fluxys et Fluxys LNG, pour, respectivement, 636 millions d'euros et 28 millions d'euros.

2.5.6 Cession d'Elia

Le Groupe GDF SUEZ a procédé en mai 2010 à la cession à Publi-T de la totalité de ses parts dans Elia S.A. (Elia) pour un montant total de 313 millions d'euros.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

Les secteurs opérationnels présentés ci-après correspondent aux secteurs revus par le Comité de Direction Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs ainsi que l'évaluation de leurs performances. Aucun regroupement de secteur opérationnel n'a été effectué. Le Comité de Direction Groupe est le « principal décideur opérationnel » au sens d'IFRS 8.

Suite à l'acquisition du groupe International Power plc (« International Power ») le 3 février 2011 (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), les activités de la branche Énergie Europe et International sont désormais présentées sur la base de la segmentation suivante : Division Benelux/Allemagne, Division Europe et International Power.

En 2010, le Groupe présentait les informations relatives à ses activités Énergie International apportées à International Power selon les trois secteurs opérationnels suivants : Amérique du Nord, Amérique Latine et « Moyen-Orient, Asie et Afrique ». Les actifs au Royaume-Uni ainsi que les activités de distribution de gaz en Turquie apportés à International Power étaient précédemment présentés au sein de la Division Énergie Europe.

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'année 2010 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe au 31 décembre 2011.

Les huit secteurs opérationnels du Groupe sont les suivants :

- ▶ **Branche Énergie France** – les filiales concernées produisent de l'électricité et commercialisent en France des offres de gaz naturel, électricité et services, aux particuliers, professionnels, et entreprises ;
- ▶ **Division Énergie Benelux & Allemagne** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité et/ou du gaz, en Belgique, en Hollande, au Luxembourg et en Allemagne ;
- ▶ **Division Énergie Europe** – les filiales concernées produisent de l'électricité, et/ou assurent la transmission, la distribution et la commercialisation de gaz et d'électricité en Europe hors France, Royaume-Uni, Benelux et Allemagne ;
- ▶ **International Power** – les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie, Royaume-Uni et Autre Europe, Moyen-Orient et Afrique ainsi qu'en Australie. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Asie, Turquie et Australie. International Power intervient également dans l'importation et la regazéification de gaz en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- ▶ **Branche Global Gaz & GNL** – les filiales concernées assurent l'approvisionnement en gaz du Groupe et commercialisent auprès de grands comptes européens des offres d'énergie et de services associés, par sa production en propre et par des contrats long terme en gaz et GNL ;

- ▶ **Branche Infrastructures** – les filiales concernées exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux de transport, de stockage et de distribution de gaz ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures ;

- ▶ **Branche Énergie Services** – les filiales concernées assurent des prestations d'ingénierie, d'installation, de maintenance ou de gestion déléguée, notamment dans le domaine des équipements électriques ou thermiques, des systèmes de conduites et des réseaux d'énergie ;

- ▶ **Branche SUEZ Environnement** – les filiales concernées assurent, au profit de particuliers, de collectivités locales ou d'industriels :

- des prestations de distribution et de traitement des eaux, notamment dans le cadre de contrats de concession (gestion de l'eau), la conception et construction d'installations (ingénierie de l'eau),
- et des prestations de collecte et de traitement des déchets, incluant la collecte, le recyclage, le compostage, la mise en décharge et la valorisation énergétique ainsi que le traitement de déchets industriels et spéciaux.

La ligne « autres » présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate et des entités dédiées au financement centralisé du Groupe.

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du *reporting* interne revu par le Comité de Direction Groupe sont identiques à celles utilisées pour l'établissement des comptes consolidés. Les indicateurs EBITDA et Capitaux Engagés Industriels sont réconciliés aux comptes consolidés.

Les principales relations entre secteurs opérationnels concernent d'une part Énergie France et Infrastructures et d'autre part Global Gaz & GNL et Énergie France/Énergie Benelux & Allemagne.

Les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base d'un tarif régulé applicable à tous les utilisateurs du réseau. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs et résultent de mises aux enchères de capacités disponibles.

Quant aux ventes de molécules entre Global Gaz & GNL et Énergie France/Énergie Benelux & Allemagne, elles sont faites en application de la formule représentative des coûts d'approvisionnement compris dans le tarif régulé validé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie).

La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé du Groupe.



3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Énergie France	13 566	478	14 044	14 982	475	15 457
Énergie Europe et International	36 656	795	37 451	31 770	277	32 047
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	13 901	927	14 828	14 257	970	15 228
<i>Division Europe</i>	7 001	334	7 335	6 491	361	6 852
<i>International Power</i>	15 754	415	16 169	11 022	360	11 382
<i>Élimination des transactions intra BEEI</i>		(881)	(881)		(1 414)	(1 414)
Global Gaz & GNL	9 936	11 795	21 731	9 173	11 620	20 793
Infrastructures	1 491	4 212	5 703	1 203	4 688	5 891
Énergie Services	14 206	204	14 409	13 486	209	13 695
SUEZ Environnement	14 819	10	14 829	13 863	6	13 869
Autres	0	0	0	0	0	0
Élimination des transactions internes		(17 493)	(17 493)		(17 274)	(17 274)
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES	90 673	0	90 673	84 478	0	84 478

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	505	1 023
Énergie Europe et International	7 453	5 831
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	2 216	2 272
<i>Division Europe</i>	1 061	1 053
<i>International Power</i>	4 225	2 533
Global Gaz & GNL	2 386	2 080
Infrastructures	2 991	3 223
Énergie Services	1 005	923
SUEZ Environnement	2 513	2 339
Autres	(328)	(332)
TOTAL EBITDA	16 525	15 086



RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	70	646
Énergie Europe et International	4 775	3 937
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	1 471	1 657
<i>Division Europe</i>	600	604
<i>International Power</i>	2 754	1 704
Global Gaz & GNL	1 164	961
Infrastructures	1 793	2 071
Énergie Services	655	598
SUEZ Environnement	1 039	1 025
Autres	(518)	(443)
TOTAL ROC	8 978	8 795

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	(463)	(418)
Énergie Europe et International	(2 603)	(1 811)
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	(671)	(563)
<i>Division Europe</i>	(448)	(423)
<i>International Power</i>	(1 484)	(826)
Global Gaz & GNL	(1 180)	(1 095)
Infrastructures	(1 178)	(1 159)
Énergie Services	(334)	(296)
SUEZ Environnement	(1 039)	(975)
Autres	(89)	(85)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(6 886)	(5 839)

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	6 166	6 903
Énergie Europe et International	46 386	36 233
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	8 664	9 768
<i>Division Europe</i>	7 458	8 318
<i>International Power</i>	30 262	18 185
Global Gaz & GNL	8 811	9 027
Infrastructures	20 581	19 072
Énergie Services	3 030	2 828
SUEZ Environnement	13 628	13 313
Autres	937	155
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	99 539	87 530



Notes aux comptes consolidés

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie France	510	791
Énergie Europe et International	4 336	4 734
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	1 155	1 550
<i>Division Europe</i>	668	743
<i>International Power</i>	2 513	2 441
Global Gaz & GNL	649	1 149
Infrastructures	2 672	1 787
Énergie Services	551	623
SUEZ Environnement	1 916	2 350
Autres	114	472
TOTAL INVESTISSEMENTS	10 748	11 906

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 (122 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	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
France	31 156	31 502	34 302	33 332
Belgique	11 817	11 997	4 010	5 318
Autres Union européenne	27 640	25 152	29 789	25 460
Autres pays d'Europe	1 676	1 311	1 691	2 040
Amérique du Nord	5 745	5 004	9 947	7 991
Asie, Moyen Orient et Océanie	7 011	4 574	10 285	5 107
Amérique du Sud	4 673	4 050	9 297	8 100
Afrique	957	887	216	180
TOTAL	90 673	84 478	99 539	87 530



3.4 Réconciliation de l'EBITDA

RÉCONCILIATION DE L'EBITDA AVEC LE RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Résultat Opérationnel Courant	8 978	8 795
Dotations nettes aux amortissements et provisions	7 115	5 899
Paiements en actions (IFRS 2) et autre	138	126
Charges nettes décaissées des concessions	294	265
EBITDA	16 525	15 086

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	103 346	91 483
(+) Goodwills	31 362	27 933
(-) goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(11 832)	(11 873)
(-) goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 894)	0
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	2 483	1 402
(+) Participations dans des entreprises associées	2 619	1 980
(+) Clients et autres débiteurs	23 135	20 501
(-) appels de marge ^{(1) (2)}	(567)	(547)
(+) Stocks	5 435	3 870
(+) Autres actifs courants et non courants	10 628	8 397
(+) Impôts différés	(11 659)	(10 528)
(-) Provisions	(16 183)	(14 469)
(+) pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 156	657
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(18 387)	(14 835)
(+) appels de marge ^{(1) (2)}	518	542
(-) Autres passifs	(19 623)	(16 983)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	99 539	87 530

(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 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

4.1 Chiffre d'affaires

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Ventes d'énergies	59 499	55 694
Prestations de services	28 953	26 620
Produits de location et contrats de construction	2 221	2 164
CHIFFRE D'AFFAIRES	90 673	84 478

En 2011, les produits de location et les contrats de construction représentent respectivement 1 056 millions d'euros et 1 165 millions d'euros (contre 889 millions d'euros et 1 275 millions d'euros en 2010).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Avantages à court terme	(12 174)	(11 262)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 23)	(145)	(119)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 18.3.4)	(333)	(261)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 18.4)	(122)	(113)
TOTAL	(12 775)	(11 755)

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Dotations aux amortissements	(6 886)	(5 839)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(67)	(48)
Variation nette des provisions	(163)	(12)
TOTAL	(7 115)	(5 899)

Les amortissements se répartissent en 1 130 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 5 631 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. La répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 10 et 11 respectivement.

L'augmentation des charges d'amortissement provient essentiellement de l'effet périmètre lié à l'acquisition d'International Power et des mises en service effectuées en 2011 et au cours de l'exercice 2010 (champs de Gjoa et Vega, centrales thermiques en France, terminaux méthaniers, barrages hydrauliques au Brésil...).



NOTE 5 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	8 978	8 795
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(105)	(106)
Perte de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	(532)	(1 468)
Restructurations	(189)	(206)
Effets de périmètre	1 514	1 185
Autres éléments non récurrents	18	1 297
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9 684	9 497

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 105 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre une charge nette de 106 millions d'euros au 31 décembre 2010 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur des contrats d'achats 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 une charge nette de 125 millions d'euros (contre une charge nette de 139 millions d'euros au 31 décembre 2010). Cette charge résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes. Cet effet négatif net est partiellement compensé par l'effet positif du débouclage de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2010 ;

- le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie sur actifs non financiers représente un produit de 20 millions d'euros (contre un produit de 33 millions d'euros au 31 décembre 2010).

5.2 Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Pertes de valeur :		
Goodwills	(61)	(169)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(332)	(1 220)
Actifs financiers	(212)	(113)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(605)	(1 502)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	45	13
Actifs financiers	28	20
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	73	34
TOTAL	(532)	(1 468)

5.2.1 Pertes de valeur sur goodwill

Au 31 décembre 2011, compte tenu de la situation économique actuelle de la Grèce et des incertitudes pesant sur l'évolution à moyen et long terme des conditions de ce marché, le Groupe a décidé de comptabiliser une perte de valeur de 61 millions d'euros sur le goodwill alloué à l'UGT Énergie - Europe du Sud.

La valeur d'utilité de ces activités a été déterminée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée par extrapolation des flux de trésorerie au-delà de cette période en considérant un taux de croissance compris entre 0% et 2% en fonction des activités concernées. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 5,8% et 12,3% selon les activités concernées. Une augmentation de 0,1% du taux d'actualisation aurait un impact négatif complémentaire de 54 millions d'euros sur la valeur recouvrable de l'UGT Énergie - Europe du Sud.

Au 31 décembre 2010, le Groupe avait comptabilisé une perte de valeur de 134 millions d'euros sur le goodwill relatif à une société de distribution de gaz en Turquie en raison de difficultés persistantes d'un client industriel important ainsi que du risque de révision du régime tarifaire applicable à compter de 2017. Le Groupe avait également comptabilisé une perte de valeur de 175 millions d'euros au titre de ses activités de transport de gaz en Allemagne suite à la décision du régulateur allemand (BNetzA) de réduire les conditions de tarification des gestionnaires de réseau de transport (partenaires de réseaux pipe-in-pipe) en Allemagne. La perte de valeur avait été imputée sur le goodwill de l'UGT Transport Allemagne, soit 27 millions d'euros, et sur les immobilisations corporelles et incorporelles du réseau Mégal à hauteur de 148 millions d'euros.

5.2.2 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2011 portent essentiellement sur des actifs de production d'électricité en Espagne (Division Énergie Europe - perte de 120 millions d'euros) et aux États-Unis (International Power - perte de 86 millions d'euros). Les autres pertes de valeur comptabilisées ne sont pas individuellement significatives.

La persistance de conditions de marché difficiles en Espagne a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 120 millions d'euros sur une centrale à cycle combiné. La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe, et, au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie estimés jusqu'à la fin de la durée de vie de la centrale. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 7,9%.

Une augmentation du taux d'actualisation de 0,1% n'aurait pas d'incidence significative sur le résultat du test de perte de valeur.

Suite à une succession de problèmes techniques ayant engendré une détérioration du taux de disponibilité et du rendement thermique d'une de nos centrales aux États-Unis, une perte de valeur de 86 millions d'euros a été comptabilisée sur cet actif de production. La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe, et, au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie estimés jusqu'à la fin du contrat long terme de vente d'électricité. Le taux d'actualisation

appliqué à ces prévisions s'élève à 5,7%. L'incidence cumulée d'une diminution de 1% du taux de disponibilité et de 1% du taux de rendement thermique de l'actif se traduirait par une baisse de 10 millions d'euros de la valeur recouvrable de l'actif.

Au 31 décembre 2010, le Groupe avait constaté des pertes de valeurs essentiellement sur les actifs suivants :

- ▶ le portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz (perte de 548 millions d'euros) en raison de la persistance du phénomène de décorrélation des prix du gaz et du pétrole dans un marché marqué par une situation d'excédent de gaz par rapport à la demande ;
- ▶ certains actifs de production et licences d'exploration en Égypte, en Lybie, et dans le Golfe du Mexique (perte de 95 millions d'euros) de la branche Global Gaz & GNL du fait de perspectives de développement moins favorables que prévues ;
- ▶ un actif de production d'électricité espagnol (perte de 131 millions d'euros) de la Division Énergie Europe ;
- ▶ le réseau de transport de gaz Mégal (perte de 148 millions d'euros) de la branche Infrastructures (cf. Note 5.2.1).

5.2.3 Pertes de valeur sur actifs financiers

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011, nettes des reprises de pertes de valeur, s'élèvent à 184 millions d'euros. Ce montant ne comprend pas de perte de valeur individuellement significative.

Le Groupe avait comptabilisé au 31 décembre 2010 des pertes de valeurs pour un montant net de 93 millions d'euros dont une perte de valeur complémentaire de 46 millions d'euros sur les titres Gas Natural cédés au cours du second semestre. Les autres pertes de valeur constatées sur les titres disponibles à la vente n'étaient pas significatives individuellement.

5.3 Restructurations

Au 31 décembre 2011, les restructurations comprennent dans la Division International Power (89 millions d'euros) des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement et des synergies opérationnelles, ainsi que des coûts liés à l'adaptation au contexte économique aux États-Unis. Elles intègrent également des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Environnement (40 millions d'euros) et la branche Énergie Services (37 millions d'euros).

Au 31 décembre 2010, les restructurations comprenaient principalement des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Environnement (83 millions d'euros) et dans la branche Énergie Services (86 millions d'euros). Ce poste comprenait également les coûts relatifs aux regroupements de sites à Bruxelles (16 millions d'euros).

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2011, ce poste comprend les résultats de la cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction (+ 479 millions d'euros), EFOG (+ 355 millions d'euros), Noverco (+ 28 millions d'euros), G6 Rete Gas (- 38 millions d'euros), Bristol Water (+ 88 millions d'euros), ainsi que le résultat réalisé lors de la cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes (+ 108 millions d'euros).



Il inclut également les effets de la réévaluation à la juste valeur des intérêts précédemment détenus dans les sociétés intercommunales flamandes (+ 425 millions d'euros) suite à la perte d'influence

notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que « titres disponibles à la vente ».

<i>En millions d'euros</i>	Référence Note 2	Résultat de cession	Frais de cession	Résultat de réévaluation	Total
Opérations de la période					
Cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction	2.2.2	508	(29)		479
Cession des titres EFOG	2.2.1	354	1		355
Cession des titres Noverco		28			28
Cession des titres G6 Rete Gas	2.2.5	(34)	(4)		(38)
Cession des titres Bristol Water	2.2.6	63	(6)	31	88
Cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes	2.2.4	108			108
Perte d'influence notable sur les intercommunales flamandes	2.2.4			425	425
Autres					69
TOTAL DES EFFETS DE PÉRIMÈTRE					1 514

Au 31 décembre 2010, ce poste comprenait les résultats de cession des titres Fluxys (422 millions d'euros), Elia (238 millions d'euros), ainsi que de la Société des Eaux de Marseille et de la Société des Eaux d'Arles dans le cadre du décroisement des participations communes dans l'eau avec le groupe Veolia Environnement (81 millions d'euros).

Par ailleurs, ce poste incluait également les effets de réévaluation des intérêts précédemment détenus (i) au Chili sur les actifs électriques et de transport pour 148 millions d'euros (ii) dans la Lyonnaise des Eaux suite à la prise de contrôle d'entités dans le cadre du décroisement des participations communes avec le Groupe Veolia Environnement pour 120 millions d'euros et (iii) dans le cadre de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar pour 167 millions d'euros.

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2011, ce poste comprend essentiellement une plus value de 33 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'un immeuble dans la branche SUEZ Environnement. Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2010, ce poste comprenait essentiellement l'effet de la revue de l'échéance des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France (Transport et Distribution) pour un montant de 1 141 millions d'euros.

Ces provisions couvrent les obligations de mise en sécurité des réseaux de distribution et de transport à la fin de leur exploitation, laquelle est estimée sur la base des réserves mondiales de gaz connues.

Compte tenu des études récentes sur les réserves de gaz, le Groupe a été conduit, en 2010, à revoir l'échéance de ses obligations juridiques. En effet, sur la base de la publication de l'Agence Internationale de l'Énergie qui repousse l'estimation de la fin des réserves prouvées et probables de gaz compte tenu notamment des niveaux actuels de production à un horizon de 250 ans, l'actualisation de ces provisions sur un horizon aussi lointain conduit à une valeur actuelle quasi nulle. Ces provisions pour démantèlement avaient été constituées en 2008, dans le cadre du regroupement d'entreprises entre SUEZ et Gaz de France, sans contrepartie à l'actif compte tenu de leurs caractéristiques.

En conséquence, la provision pour démantèlement de ces infrastructures gaz en France a été reprise pour sa quasi totalité en résultat.



NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette *	(2 188)	243	(1 945)	(1 738)	171	(1 566)
Autres produits et charges financiers *	(1 195)	535	(661)	(1 073)	417	(655)
RÉSULTAT FINANCIER	(3 383)	778	(2 606)	(2 810)	589	(2 222)

* Suite au changement de définition de l'agrégat « endettement financier net » (cf. Note 14.3 « endettement financier net »), des reclassements détaillés ci-après ont été opérés entre « coût de la dette nette » et « autres produits et charges financiers ». Afin d'assurer la comparabilité entre deux exercices, le « coût de la dette nette » 2010 a ainsi diminué de 120 millions d'euros et les « autres charges financières » ont augmenté de 120 millions d'euros.

6.1 Coût de la dette nette

Les principales composantes du coût de la dette nette se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2011	31 déc. 2010
Charges d'intérêts sur dette brute	(2 511)	-	(2 511)	(2 074)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(57)	-	(57)	16
Résultat des couvertures économiques sur emprunts	-	5	5	(6)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	238	238	156
Coûts d'emprunts capitalisés	379	-	379	342
COÛT DE LA DETTE NETTE	(2 188)	243	(1 945)	(1 566)

L'augmentation du coût de la dette nette résulte principalement de l'augmentation de l'encours moyen de la dette brute (cf. Note 14.3. « endettement financier net ») par rapport à l'exercice 2010.



6.2 Autres produits et charges financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Autres charges financières		
Résultat des couvertures économiques sur autres éléments financiers	(257)	(135)
Désactualisation des provisions	(845)	(791)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(83)	(86)
Pertes de change	(4)	(43)
Autres charges financières	(6)	(17)
TOTAL	(1 195)	(1 073)
Autres produits financiers		
Rendement attendu sur actifs de couverture de pension	248	204
Produits des titres disponibles à la vente	140	128
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	69	50
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	51	21
Gains de change	15	0
Autres produits financiers	12	14
TOTAL	535	417
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(661)	(655)

NOTE 7 IMPÔTS

7.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

7.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 2 119 millions d'euros (contre 1 913 millions d'euros en 2010). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Impôt exigible	(1 647)	(2 164)
Impôt différé	(473)	251
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(2 119)	(1 913)

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

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Résultat net	5 420	5 626
• Part dans les entreprises associées	462	264
• Impôt sur les bénéfices	(2 119)	(1 913)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	7 078	7 275
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	640	2 010
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	6 438	5 265
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	36,10%	34,43%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(2 555)	(2 505)
En effet :		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	94	125
Différences permanentes	(80)	(117)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(a)	758	770
Compléments d'impôt ^(b)	(491)	(299)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(320)	(220)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	80	91
Effet des changements de taux d'impôt ^(c)	(45)	19
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(d)	435	199
Autres	7	23
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(2 119)	(1 913)
TAUX D'IMPÔT EFFECTIF (CHARGE D'IMPÔT AU COMPTE DE RÉSULTAT RAPPORTÉE AU RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES SOCIÉTÉS INTÉGRÉES)	29,9%	26,3%

(a) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit au Luxembourg, en Belgique, en Allemagne, l'effet de la taxation à taux réduit des opérations sur titres en France, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Thaïlande, et l'effet résultat des réévaluations des intérêts précédemment détenus dans le cadre des acquisitions et changements de méthodes de consolidation présentées dans la Note 5.4 « Effets de périmètre ».

(b) Comprend notamment la taxe sur les dividendes et intérêts appliquée dans plusieurs juridictions fiscales, l'impôt sur les activités nucléaires mis à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (212 millions d'euros au titre de 2010 et même montant au titre de 2011), les impôts régionaux sur les sociétés.

(c) Comprend notamment l'effet de l'augmentation du taux d'impôt des activités d'Exploration Production au Royaume-Uni en 2011 (passage de 50% à 62%), l'effet de la diminution du taux d'impôt des autres activités au Royaume-Uni (passage de 27% à 25%) ainsi que l'effet de l'évolution du taux d'impôt en France (pour les reversements de différences temporelles intervenant en 2012) et en Hongrie.

(d) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique et des crédits d'impôt en Norvège et en Italie.

En 2011, le taux de l'impôt sur les sociétés en France a été porté à 36,10% (contre 34,43% en 2010) pour les sociétés dont le chiffre d'affaires dépasse 250 millions d'euros. Ce taux résulte de l'instauration d'une contribution exceptionnelle de 5% applicable au titre des exercices 2011 et 2012.

Pour les sociétés françaises, les différences temporelles dont le reversement est planifié après 2012 continuent d'être valorisées au taux de 34,43%.



La progression du taux effectif d'impôt provient notamment :

- ▶ de l'augmentation de la part relative des résultats réalisés dans des juridictions fiscales à taux de taxation élevé et notamment dans le secteur de l'exploration-production dont le taux d'imposition est supérieur à 50% ;
- ▶ de l'augmentation du taux d'impôt (50 à 62%) intervenue fin mars 2011 sur les activités d'exploration production au Royaume-Uni ;
- ▶ de la baisse des résultats de cession taxés à un taux réduit ou nul comparativement à l'exercice 2010.

7.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôts différés du compte de résultat

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	156	170
Engagements de retraite	(60)	35
Provisions non déduites	177	106
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(45)	20
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	127	(61)
Autres	(547)	226
TOTAL	(192)	496
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(282)	(118)
Provisions à caractère fiscal	(75)	(38)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(151)	146
Autres	227	(235)
TOTAL	(281)	(245)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(473)	251



7.2 Produits et charges d'impôts différés comptabilisés en « autres éléments du résultat global »

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en « autres éléments du résultat global », ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Actifs financiers disponibles à la vente	(9)	(5)
Écarts actuariels	247	158
Couverture d'investissement net	37	12
Couverture de flux de trésorerie sur matières premières	(129)	(140)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	32	(4)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIÉES	178	21
Quote-part des entreprises associées	30	(1)
TOTAL	208	20

7.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

7.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2010 avant correction	1 669	(12 437)	(10 768)
Correction d'erreur - cf. Note 1.2	240		240
Au 31 décembre 2010 après correction	1 909	(12 437)	(10 528)
Effet résultat de la période	(192)	(280)	(472)
Effet autres éléments du résultat global	478	(224)	254
Effet périmètre	1 190	(2 025)	(835)
Effet change	61	(128)	(67)
Autres effets	120	(131)	(11)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(2 187)	2 187	0
AU 31 DÉCEMBRE 2011	1 379	(13 038)	(11 659)

L'effet périmètre provient essentiellement de l'acquisition du Groupe International Power (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).



7.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés)

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 835	1 453
Engagements de retraite	1 404	1 171
Provisions non déduites	956	686
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 321	994
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 283	569
Autres	849	1 119
TOTAL	7 648	5 992
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(16 714)	(14 688)
Provisions à caractère fiscal	(334)	(264)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(1 194)	(539)
Autres	(1 065)	(1 029)
TOTAL	(19 307)	(16 520)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(11 659)	(10 528)

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 1 835 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre 1 453 millions d'euros au 31 décembre 2010). Comme au 31 décembre 2010, ce montant comprend l'intégralité des reports déficitaires des intégrations fiscales GDF SUEZ SA et SUEZ Environnement.

Concernant le groupe d'intégration fiscale « International Power North America », le Groupe estime que les reports déficitaires seront intégralement utilisés sur un horizon de 10 années.

Concernant l'intégration fiscale SUEZ Environnement, à dispositions fiscales identiques au 31 décembre 2011 par rapport à celles en vigueur au 31 décembre 2010, le groupe d'intégration fiscale en France consommera la majorité de ses impôts différés actifs sur déficits reportables à l'horizon du PAMT (2012 – 2017), qui a été validé par le management. Malgré les nouvelles dispositions votées en 2011 (plafonnement des déficits antérieurs à hauteur de 60% du bénéfice fiscal annuel), le Groupe considère que ce groupe d'intégration fiscale pourra néanmoins consommer l'intégralité de ses impôts différés actifs sur déficits reportables, dont environ 40% à l'horizon du PAMT.

En dehors de ces deux groupes d'intégration fiscale, le Groupe considère que l'intégralité des reports déficitaires significatifs comptabilisés en tant qu'impôts différés actifs dans l'état de situation financière sera utilisée sur la période du plan à moyen terme (2012 - 2017) validé par le Management.

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2011, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élève à 1 112 millions d'euros (versus 783 millions d'euros en 2010). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, en France et au Luxembourg).

Suite à un arrêt de la Cour de Justice Européenne en date du 12 février 2009 (arrêt Cobelfret), la Belgique a été condamnée pour le traitement qu'elle appliquait aux déductions fiscales générées suite à l'imputation des revenus définitivement taxés (RDT). Désormais de telles déductions sont reportables dans le temps. En 2011, le Groupe a reçu l'accord formel de la Commission de Ruling belge sur les modalités de transfert et d'utilisation des RDT issus d'opérations de fusion et de scission. Dans certaines entités du Groupe, notamment dans les sociétés GDF SUEZ Belgium et Genfina, ces déductions reportables en avant n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'impôts différés actifs faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme. L'effet impôt correspondant à ces RDT non comptabilisés s'élève à 340 millions d'euros et est



compris dans le montant de 1 112 millions d'euros d'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière au 31 décembre 2011.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 238 millions d'euros en 2011 comparés à 198 millions d'euros en 2010.

7.4.2 Impôts différés non comptabilisés au titre des différences temporelles taxables liées à des participations dans des filiales, co-entreprises et entreprises associées

Aucun impôt différé passif significatif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles pour lesquelles le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera, et dans la mesure où il est probable que cette différence ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

NOTE 8 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Numérateur (en millions d'euros) :		
Résultat net part du Groupe *	4 003	4 616
Effet des instruments dilutifs :		
• Emprunts obligataires convertibles International Power	(19)	
Résultat net part du Groupe dilué	3 984	4 616
Dénominateur : (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 221	2 188
Effet des instruments dilutifs :		
• Plan d'actions gratuites réservées aux salariés	9	5
• Plan d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	3	5
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ	2 233	2 197
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	1,8	2,1
Résultat net part du Groupe par action dilué	1,8	2,1

* La quote-part de résultat net de SUEZ Environnement comprise dans le résultat net part du Groupe correspond à une quote-part de résultat après déduction du coupon attribuable aux porteurs des titres hybrides SUEZ Environnement qui sont décrits dans la Note 16.7 « Participations ne donnant pas le contrôle ». L'effet dilutif lié à ces titres est donc déjà pris en compte dans le résultat net part du Groupe par action.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action sont décrits dans les Notes 23.1 « Plans de stock-options » et 23.3 « Actions gratuites et actions de performance ».

Il n'a pas été tenu compte, dans le calcul du résultat net dilué par action, des plans d'options de souscription attribués aux salariés dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de

l'action GDF SUEZ. Il s'agit des plans de stock-options de 2007, 2008 et 2009 décrits dans la Note 23.1.1 « Historique des plans de stock-options en vigueur ».

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2011 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.



NOTE 9 GOODWILLS

9.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2009	28 238	(249)	27 989
Correction d'erreur (cf. Note 1.2)	366		366
Solde retraité au 1^{er} janvier 2010	28 604	(249)	28 335
Perte de Valeur		(169)	
Variations de périmètre	(82)	23	
Écarts de conversion	324	(15)	
Autres	(514)	11	
Au 31 décembre 2010	28 332	(399)	27 933
Pertes de Valeur		(61)	
Variations de périmètre et Autres	3 343	23	
Écarts de conversion	107	17	
AU 31 DÉCEMBRE 2011	31 782	(420)	31 362

L'augmentation du montant de *goodwill* dans l'état de situation financière au 31 décembre 2011 provient essentiellement du *goodwill* de 2 822 millions d'euros généré dans le cadre de l'acquisition du groupe International Power, décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre », du *goodwill* provisoire de 566 millions d'euros dégagé dans le cadre de l'acquisition de sites de stockage souterrains de gaz naturel en Allemagne (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), et de l'acquisition de Ne Varietur (branche Énergie Services) pour 129 millions d'euros. Ces augmentations sont en partie compensées par la sortie de *goodwill* de 209 millions d'euros consécutive à la cession partielle des Intercommunales wallonnes et à la perte d'influence notable dans les Intercommunales flamandes.

À l'issue des tests de pertes de valeur annuels 2011 sur les UGT *goodwill*, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur sur *goodwill* de 61 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Énergie - Europe du Sud.

En 2010, les variations de *goodwill* provenaient essentiellement de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar (394 millions d'euros), du décroisement des sociétés paritaires anciennement détenues par Lyonnaise des Eaux et le groupe Veolia Environnement (203 millions d'euros), ainsi que de la quote-part de *goodwill* décomptabilisée dans le cadre de la cession des titres Elia (- 155 millions d'euros).

La diminution de 514 millions d'euros présentée sur la ligne « autres » correspondait principalement à la finalisation de l'état de situation financière d'entrée des sociétés allemandes acquises auprès d'E.ON en 2009 (336 millions d'euros).

La perte de valeur comptabilisée portait sur le *goodwill* d'une société de distribution de gaz en Turquie (134 millions d'euros), et sur le *goodwill* de l'UGT Infrastructures-Transport Allemagne (27 millions d'euros).

9.2 Principales UGT goodwill

9.2.1 Définition des UGT goodwill International Power

Suite à l'acquisition d'International Power et à la réorganisation des activités du Groupe dans la production et commercialisation d'énergie à l'International (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre » et Note 3 « Secteurs opérationnels »), le Groupe et International Power ont procédé à la détermination des niveaux de regroupement d'unités génératrices de trésorerie (« UGT goodwill ») auxquels doivent être affectés le *goodwill* de 2 822 millions d'euros généré lors de l'acquisition d'International Power, ainsi que les 1 305 millions d'euros de *goodwill*s historiques relatifs aux activités Énergie International apportés à International Power.

Le Groupe et International Power ont identifié six UGT *goodwill* correspondant aux niveaux de management régionaux mis en place au sein d'International Power : UGT International Power - Amérique du Nord, UGT International Power - Amérique Latine, UGT International Power - Asie, UGT International Power - Royaume-Uni et autre Europe, UGT International Power - Moyen-Orient, Turquie et Afrique, UGT International Power - Australie.

Au 31 décembre 2011, le Groupe a procédé à une allocation provisoire de ce *goodwill* entre les six UGT *goodwill*. Les tests de perte de valeur annuels 2011 ont été réalisés sur la base de ces six UGT *goodwill* et de cette allocation provisoire.

L'allocation du *goodwill* relatif à l'acquisition d'International Power sera finalisée en 2012.

9.2.2 Présentation des principales UGT goodwill

La répartition des *goodwills* par UGT *goodwill* est la suivante :

UGT <i>En millions d'euros</i>	Secteur opérationnel	31 déc. 2011	31 déc. 2010
UGT SIGNIFICATIVES ⁽¹⁾			
Énergie - Benelux & Allemagne	Énergie - Benelux & Allemagne	7 536	7 777
Midstream/Downstream	Global Gaz & GNL	4 296	4 266
Distribution ⁽²⁾	Infrastructures	4 009	4 009
Énergie - France	Énergie - France	2 906	2 885
International Power - Amérique du Nord	Énergie - International Power	1 627	696
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Stockage ⁽²⁾	Infrastructures	1 359	1 359
International Power - Asie	Énergie - International Power	820	479
International Power - Royaume-Uni et autre Europe	Énergie - International Power	663	23
Transport France ⁽²⁾	Infrastructures	614	614
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	595	627
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 600 MILLIONS D'EUROS) ⁽²⁾		6 938	5 198
TOTAL		31 362	27 933

(1) Les UGT goodwill dites significatives correspondent aux UGT dont le montant de goodwill représente plus de 5% du montant total du goodwill Groupe.

(2) Le goodwill de 366 millions d'euros résultant de la correction d'erreur présentée dans la Note 1.2 a été alloué aux UGT Distribution (129 millions d'euros), Stockage (91 millions d'euros), Transport France (78 millions d'euros) et Terminaux (68 millions d'euros) de la branche Infrastructure.

9.3 Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT) font l'objet d'un test de perte de valeur réalisé sur la base de données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée en utilisant différentes méthodes dont l'actualisation des flux de trésorerie et l'utilisation de la Base des Actifs Régulés (BAR). La méthode de l'actualisation des flux de trésorerie est réalisée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies sur un horizon explicite de six ans résultant du plan à moyen terme approuvé par le Comité de Direction Groupe. Lorsque la méthode de l'actualisation des flux de trésorerie est utilisée, l'évaluation de la valeur d'utilité est calculée selon trois scénarii (« low », « medium » et « high »). Le scénario « medium », considéré comme étant le plus probable par le Management, est privilégié.

Les valeurs recouvrables résultant des trois scénarii (« low », « medium » et « high ») reposent sur des hypothèses clés, dont les taux d'actualisation. Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, pays et devises liés à chaque UGT examinée. Ils sont fonction d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays. Les taux, après impôts, retenus en 2011 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie étaient compris entre 5,2% et 13,6% alors qu'ils étaient compris entre 4,6% et 11,6% en 2010.

9.3.1 UGT significatives

À l'exception des UGT Énergie - Benelux & Allemagne, « Midstream/Downstream », Distribution, Énergie France, et International Power Amérique du Nord, décrites ci-après, le montant individuel des différents *goodwills* ne représente pas plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe.



Le Groupe estime, sur base des événements raisonnablement prévisibles à ce jour, que d'éventuels changements des hypothèses clés décrites ci-dessous n'entraîneraient pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie – Benelux & Allemagne

Le montant total des *goodwill*s affectés à cette UGT s'élève à 7 536 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette UGT regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne.

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

Cette estimation utilise des projections de flux de trésorerie établies à partir des prévisions financières approuvées par le Comité de Direction Groupe, couvrant une période de six ans, et des taux d'actualisation compris entre 6,5% et 9%. Une valeur terminale a été déterminée par l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de cette période sur base d'un taux de croissance égal à l'inflation attendue de 1,9%.

Les hypothèses clés comprennent notamment, les taux d'actualisation, et les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du Groupe des prix des énergies tandis que les consommations de combustibles ont été estimées en tenant compte de l'évolution prévisible du parc de production. Les taux d'actualisation retenus sont en cohérence avec les sources externes d'informations disponibles. Le cadre réglementaire appliqué s'inscrit dans une logique de stabilité sectorielle et tient compte des différentes dispositions en vigueur dans les pays de la zone ou des accords conclus entre le Groupe et les pouvoirs publics.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 32,5% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 48,7% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution du *spread* moyen de 1 €/MWh sur la valeur terminale aurait un impact négatif de 12,2% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation du *spread* moyen de 1 €/MWh sur la valeur terminale aurait quant à elle un impact positif de 12,2% sur ce calcul.

Enfin différentes configurations transformantes ont été examinées. La disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille après 40 ans d'exploitation du parc actuel et l'évolution corrélative des taxes nucléaires afférentes, dont l'impact fortement détériorant (91% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, sans tenir compte des incidences positives sur la valorisation qui résulteraient des effets de substitution et des effets sur les prix des énergies) ne remettrait toutefois pas en cause la valeur comptable de l'UGT.

Goodwill affecté à l'UGT « Midstream/Downstream »

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 296 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette UGT regroupe les entités du Groupe qui assurent l'approvisionnement en gaz du Groupe au travers des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés, et qui commercialisent des offres d'énergie et de services énergétiques associés auprès des très grands clients du Groupe en Europe.

La valeur recouvrable de l'UGT « Midstream/Downstream » est également calculée à partir de la valeur d'utilité en utilisant les prévisions de flux de trésorerie. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 8% et 9,1% en fonction des risques métiers et des pays concernés. La valeur recouvrable intègre une valeur terminale pour la période au-delà de ces six ans, déterminée par application du taux de croissance long terme (compris entre 0% et 3% selon les activités) à l'EBITDA normatif de la dernière année des prévisions.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, les prix des hydrocarbures retenus, l'évolution de la parité euro/dollar, les perspectives futures des marchés, ainsi que les prévisions concernant l'horizon de recorrélation des prix du gaz et du pétrole. Les valeurs retenues reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.

Dans le scénario « medium », qui constitue le scénario retenu par le Management dans son plan moyen terme, le Groupe prévoit une recorrélation des prix du gaz et du pétrole à compter de 2013 (partiel) et 2014 (complet). Si cette recorrélation devait être retardée de 1 an, l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable serait diminué de 9,8%, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 69,1% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 79,9% sur ce calcul.

Une augmentation de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale aurait un impact positif de 52% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact négatif de 45% sur ce calcul, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

Goodwill affecté à l'UGT Distribution

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2011. L'UGT Distribution regroupe les activités de distribution de gaz en France.

La valeur recouvrable de l'UGT Distribution a été déterminée par l'application d'une méthode d'évaluation fondée sur la Base des Actifs Régulés (BAR). La BAR est la valeur attribuée par le régulateur

aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle est la somme des *cash flows* futurs avant impôt, actualisés à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Goodwill affecté à l'UGT Énergie-France

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 2 906 millions d'euros au 31 décembre 2011. L'UGT Énergie France représente un ensemble d'activités comprenant la production d'électricité, la commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés et de solutions d'éco-confort dans l'habitat.

La valeur recouvrable est déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée principalement à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe. Les principales hypothèses utilisées sont liées aux conditions d'exploitation prévues par le Comité de Direction Groupe, notamment les évolutions de la réglementation tarifaire, les prix de marché, les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les perspectives futures de marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent l'expérience passée ainsi que les meilleures estimations des prix de marché.

Pour les actifs de production électrique, les horizons de projections de flux de trésorerie futurs suivent soit la durée de vie des actifs sous-jacents soit celle des contrats sur lesquels sont adossées les activités des entités constitutives de cette UGT.

En ce qui concerne la BU Commercialisation de gaz et électricité, une valeur terminale a été déterminée par l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de la période du plan de moyen terme.

Les taux d'actualisation retenus, compris entre 6,1% et 9,5% correspondent à un coût moyen pondéré du capital afin de tenir compte des risques métiers liés aux différents actifs de l'UGT.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 19,5% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 22,2% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution des prix de vente du gaz et de l'électricité de 1 €/MWh aurait un impact négatif de 15% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation des prix de vente du gaz et de l'électricité de 1 €/MWh aurait quant à elle un impact positif de 15,5% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT International Power – Amérique du Nord

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 627 millions d'euros au 31 décembre 2011. Les entités comprises dans cette UGT produisent de l'électricité et commercialisent de l'électricité et du gaz aux États-Unis, au Mexique ainsi qu'au Canada. Elles interviennent également dans l'importation et la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL).

La valeur recouvrable de l'UGT « International Power - Amérique du Nord » est déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée principalement à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan moyen terme sur six ans approuvé par le Comité de Direction Groupe.

Pour les activités de production d'électricité, une valeur terminale a été déterminée par catégorie d'actifs en extrapolant les flux de trésorerie attendus jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des centrales concernées. Pour les activités GNL et les activités de vente d'électricité au détail, une valeur terminale a été déterminée par extrapolation des flux de trésorerie au-delà de la dernière année des prévisions du plan moyen terme en utilisant des taux de croissance s'élevant respectivement à 0% et 1%.

Les hypothèses clés comprennent notamment les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les perspectives futures des marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent les meilleures estimations des prix de marché. Les taux d'actualisation retenus sont compris pour 2011 entre 5,7% et 10,3% selon les activités.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 83,2% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 83,1% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution des prix du gaz naturel de 1 USD/mmbtu (millions de British Thermal Units) aurait un impact négatif de 90,2% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation des prix de vente du gaz naturel de 1 USD/mmbtu aurait quant à elle un impact positif de 90,2% sur ce calcul.



9.3.2 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT. La méthode de l'actualisation des flux de trésorerie (DCF) ou de l'actualisation

des dividendes (DDM) est utilisée dans le cadre de la détermination de la valeur d'utilité. La valeur recouvrable de certaines UGT est déterminée à partir de la BAR ou de valorisations établies dans le cadre de transactions récentes.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Stockage	Infrastructures	DCF	5,9% - 6,6%
International Power - Asie	Énergie - International Power	DCF + DDM + Prix de cession	7,4% - 13,4%
International Power - Royaume-Uni et autre Europe	Énergie - International Power	DCF + DDM + Prix de cession	5,4% - 10%
Transport France	Infrastructures	Juste Valeur diminuée des coûts de cession	
Énergie - Europe de l'Est	Énergie - Europe	DCF + BAR + Prix de cession	8,4% - 11,8%

9.4 Répartition sectorielle

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Énergie - France	2 906	2 885
Énergie - Europe et International	12 821	10 292
<i>dont : Division Benelux & Allemagne</i>	7 536	7 777
<i>Division Europe</i>	1 004	1 209
<i>International Power</i>	4 281	1 305
Global Gaz & GNL	4 359	4 331
Infrastructures	6 705	6 139
Énergie Services	1 325	1 157
SUEZ Environnement	3 246	3 128
TOTAL	31 362	27 933



NOTE 10 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

10.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2009	4 394	2 405	9 520	16 319
Acquisitions	501	1	770	1 272
Cessions	(66)	0	(143)	(209)
Écarts de conversion	63	0	96	159
Variations de périmètre	427	0	922	1 349
Autres	(15)	18	86	89
Au 31 décembre 2010	5 304	2 424	11 251	18 979
Acquisitions	369	(0)	606	975
Cessions	(16)	0	(75)	(91)
Écarts de conversion	61	0	50	111
Variations de périmètre	(8)	0	491	483
Autres	51	(70)	41	23
Au 31 décembre 2011	5 762	2 354	12 363	20 480
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2009	(1 812)	(665)	(2 421)	(4 899)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(174)	(88)	(1 524)	(1 786)
Cessions	35	0	40	75
Écarts de conversion	(15)	0	(39)	(55)
Variations de périmètre	162	0	271	433
Autres	16	0	16	32
Au 31 décembre 2010	(1 789)	(753)	(3 657)	(6 199)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(260)	(85)	(815)	(1 160)
Cessions	14	0	61	75
Écarts de conversion	(9)	0	(20)	(29)
Variations de périmètre	22	0	53	75
Autres	(77)	69	(8)	(16)
Au 31 décembre 2011	(2 099)	(769)	(4 387)	(7 254)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2010	3 515	1 671	7 594	12 780
Au 31 décembre 2011	3 664	1 586	7 977	13 226



En 2011, les acquisitions relatives aux droits incorporels sur contrats de concession correspondent aux travaux de construction réalisés sur les infrastructures gérées par les branches SUEZ Environnement et Énergie Services dans le cadre de contrats de concession (respectivement pour 235 et 131 millions d'euros).

Les effets variations de périmètre 2011 correspondent principalement à l'intégration du groupe International Power (430 millions d'euros), de l'acquisition de WSN Environmental Solutions (128 millions d'euros), et à la cession de G6 Rete Gas (- 115 millions d'euros).

Les actifs incorporels acquis en 2010 concernaient essentiellement les droits incorporels sur contrats de concessions dans les branches SUEZ Environnement (338 millions d'euros) et Énergie Services (161 millions d'euros), et des licences d'exploration production en Australie (257 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées en 2010 s'élevaient à 751 millions d'euros, et concernaient principalement le portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz dans la branche Global Gaz & GNL (548 millions d'euros), ainsi que des licences d'exploration en Égypte, en Libye et dans le Golfe du Mexique (84 millions d'euros).

10.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Le Groupe gère des contrats de concession au sens de SIC 29 (se reporter à la Note 22 « Contrats de concession ») dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution d'électricité. Les droits donnés, sur les infrastructures, au Groupe en tant que concessionnaire, entrant dans le champ d'application d'IFRIC 12 et correspondant au modèle incorporel, sont comptabilisés sous cette rubrique. Ils comprennent notamment les droits à facturer les usagers reconnus en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12.

10.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont

amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans la centrale de Chooz B (France), et de capacités de production virtuelle (VPP) en Italie.

10.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2011 des droits de tirage d'eau, des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, comprenant essentiellement la marque GDF Gaz de France, les relations clients, ainsi que des contrats d'approvisionnement. Les licences d'exploration et de production comprises dans la colonne « autres » du tableau ci-dessus font l'objet d'une présentation détaillée dans la Note 19 « Activité Exploration – Production ».

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables en raison de leur durée de vie indéterminée s'élève à 936 millions d'euros contre 1 007 millions d'euros au 31 décembre 2010 et correspondent essentiellement aux droits de tirage d'eau, et à la marque GDF Gaz de France comptabilisée dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement aux actifs et passifs de Gaz de France.

10.2 Information sur les frais de recherche et développement

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

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, et ne satisfaisant pas les critères d'activation définis par l'IAS 38, s'élèvent à 231 millions d'euros pour l'exercice 2011 et à 222 millions d'euros pour l'exercice 2010. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel sont non significatives.



NOTE 11 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

11.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2009	2 337	8 216	74 002	1 723	1 072	9 770	1 241	98 360
Acquisitions	87	174	1 235	150	0	6 548	103	8 297
Cessions	(42)	(51)	(380)	(87)	(26)	(147)	(48)	(780)
Écarts de conversion	70	244	1 811	36	18	412	18	2 609
Variations de périmètre	318	126	2 129	(20)	3	53	(107)	2 501
Autres	167	(2 895)	8 772	(10)	581	(6 019)	(32)	563
Au 31 décembre 2010	2 937	5 813	87 568	1 791	1 648	10 618	1 175	111 551
Acquisitions	44	93	1 273	131	0	6 549	91	8 182
Cessions	(45)	(88)	(402)	(85)	0	(0)	(31)	(650)
Écarts de conversion	(9)	(75)	2	1	6	(159)	1	(232)
Variations de périmètre	160	429	9 265	11	11	707	15	10 598
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(0)		(1 487)		(12)	(2)	(2)	(1 504)
Autres	122	927	5 029	65	98	(6 359)	43	(75)
Au 31 décembre 2011	3 209	7 100	101 248	1 916	1 751	11 354	1 292	127 869
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2009	(956)	(2 558)	(22 378)	(1 097)	(732)	(170)	(804)	(28 695)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(89)	(368)	(4 323)	(165)	(75)	(137)	(179)	(5 336)
Cessions	34	23	241	75	(0)	119	40	531
Écarts de conversion	(31)	(54)	(481)	(22)	(13)	(2)	(11)	(614)
Variations de périmètre	0	91	880	22	(2)	0	89	1 082
Autres	12	593	(555)	30	(10)	52	62	184
Au 31 décembre 2010	(1 029)	(2 273)	(26 616)	(1 158)	(832)	(139)	(802)	(32 848)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(76)	(358)	(5 018)	(154)	(122)	(70)	(134)	(5 933)
Cessions	23	67	356	81	0	8	27	562
Écarts de conversion	(13)	16	149	1	(4)	(1)	2	151
Variations de périmètre	0	0	(50)	4	2	(0)	0	(43)
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente			455		1		1	458
Autres	(0)	(8)	(105)	(2)	(6)	(5)	32	(95)
Au 31 décembre 2011	(1 094)	(2 555)	(30 828)	(1 229)	(960)	(208)	(874)	(37 749)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2010	1 908	3 540	60 953	634	817	10 479	373	78 703
Au 31 décembre 2011	2 115	4 544	70 420	687	791	11 146	417	90 120



Les variations de périmètre ont un impact net sur les immobilisations corporelles de 10 555 millions d'euros. Elles résultent principalement de l'intégration du bilan d'ouverture du groupe International Power (10 941 millions d'euros), de l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne (403 millions d'euros), de l'opération Acea (312 millions d'euros), et de l'acquisition de WSN Environmental Solutions par Sita Australie (144 millions d'euros) mais également des cessions de G6 Rete Gas (- 624 millions d'euros), d'EFOG (- 336 millions d'euros) et de la perte de contrôle sur Bristol Water (- 380 millions d'euros) (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

Suite au classement en tant qu'actifs détenus en vue de la vente des centrales de Hidd Power Company, Choctaw et Hot Springs (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 principaux effets de change sur la valeur brute des immobilisations corporelles au 31 décembre 2011 proviennent essentiellement du dollar américain (+ 457 millions d'euros), du dollar australien (+ 260 millions d'euros), du réal brésilien (- 481 millions d'euros), et du peso chilien (- 178 millions d'euros).

Les pertes de valeur constatées en 2011 s'élèvent à 241 millions d'euros. Ces pertes de valeur, décrites dans la Note 5.2.2 « Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles hors goodwill », portent principalement sur un actif de production d'électricité en Espagne et sur une centrale aux États-Unis.

Les actifs d'exploration et de production des ressources minérales inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 19 « Activité Exploration - Production ». Les champs en développement sont présentés dans la colonne « Immobilisations en cours » et les champs en production dans la colonne « Installations techniques ».

11.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 9 383 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 3 538 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette augmentation provient essentiellement des centrales acquises d'International Power qui ont été données en garantie de leur financement de projet.

11.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

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

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 6 459 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 5 956 millions d'euros au 31 décembre 2010. Cette variation résulte essentiellement de l'effet périmètre lié à l'acquisition du groupe International Power, de l'augmentation des engagements chez GDF Norge liés au champ de Gudrun essentiellement. Elle est partiellement compensée par la diminution des engagements sur la Division Benelux et Allemagne, suite à la réalisation d'une partie des travaux relatifs aux constructions de nouvelles centrales.

11.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 379 millions d'euros au titre de l'exercice 2011 contre 342 millions d'euros au titre de l'exercice 2010.

NOTE 12 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

12.1 Détail des participations dans les entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part de résultat dans les entreprises associées	
	31 déc. 2011	31 déc. 2010	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Sociétés intercommunales belges	39	416	187	184
GASAG	471	468	16	20
Paiton	614	0	65	0
ISAB Energy srl	153	0	4	0
GTT	88	117	(8)	(3)
Noverco	0	229	7	10
Autres	1 255	750	192	54
TOTAL	2 619	1 980	462	264

L'augmentation de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées est principalement liée aux entrées de périmètre des entreprises associées d'International Power (dont Paiton et ISAB Energy). L'opération International Power est décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

Comme indiqué dans la Note 2 « Principales variations de périmètre », le Groupe n'exerce plus d'influence notable sur les intercommunales flamandes depuis le 30 juin 2011 et comptabilise désormais sa participation en tant que « titres disponibles à la vente ». Par ailleurs, des réductions de capital ont été réalisées dans les intercommunales flamandes et wallonnes courant juin 2011. La quote-part du Groupe dans ces réductions de capital étant supérieure à la valeur de mise en équivalence, l'excédent a été comptabilisé en résultat pour ramener les titres à une valeur nulle. Il en résulte un impact positif de 49 millions d'euros, présenté en « Quote-part de résultat des entreprises associées », la comptabilisation des quotes-parts dans le résultat de ces entités étant « suspendue » pour les périodes ultérieures jusqu'à apurement de l'excédent. Compte tenu

essentiellement du paiement d'un dividende de 21 millions d'euros intervenu au cours du second semestre et comptabilisé sur la ligne « Quote-part de résultat dans les entreprises associées », l'excédent au 31 décembre 2011 s'établit à 70 millions d'euros.

Le Groupe a cédé sa participation dans Noverco le 30 juin 2011.

Le montant total des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 412 millions d'euros au 31 décembre 2011. Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt (« autres éléments du résultat global ») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et de désalinisation d'eau.



12.2 Principaux agrégats des entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Dernier % de contrôle	Total Actifs ⁽¹⁾	Passifs ⁽¹⁾	Capitaux propres ⁽¹⁾	Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	Résultat net ⁽¹⁾
Au 31 décembre 2011						
Sociétés intercommunales wallonnes et bruxelloise ⁽²⁾		4 685	2 816	1 869	1 227	266
PT Paiton Energy Company	44,7	3 658	2 285	1 373	558	145
ISAB Energy	49,0	652	340	312	430	7
Gasag Group	31,6	2 770	2 054	716	1 165	52
GTT	40,0	102	78	24	53	10
Au 31 décembre 2010						
Sociétés intercommunales belges ⁽²⁾		11 735	6 901	4 834	2 827	585
Noverco Group	17,6	4 394	3 090	1 304	1 271	58
Gasag Group	31,6	2 763	2 002	761	1 162	73
GTT	40,0	126	59	67	77	19

(1) Les principaux agrégats des entreprises associées sont présentés à 100%.

(2) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales de l'exercice précédent, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.



NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES CO-ENTREPRISES

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

<i>En millions d'euros</i>	Pourcentage d'intégration	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2011							
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	177	1 936	125	1 035	0	15
Groupe SPP	24,5	308	1 655	95	342	752	140
WSW Energie und Wasser	33,1	43	304	57	75	190	11
Senoko	30,0	123	864	217	470	603	28
Tirreno Power	50,0	239	819	210	568	529	17
Eco Electrica Project	50,0	77	416	48	134	136	19
Au 31 décembre 2010							
EFOG	22,5	135	334	5	171	166	76
Energia Sustentavel Do Brasil	50,1	271	1 224	77	849	0	5
Groupe AceaElectrabel	40,6 *	472	734	739	150	1 291	26
Groupe SPP	24,5	277	1 705	92	350	737	144
WSW Energie und Wasser	33,1	42	307	53	73	170	6
Senoko	30,0	90	773	51	539	524	9
Tirreno Power	35,0	146	569	143	411	308	15

* Pourcentage d'intégration des holdings.

Le Groupe et Acea ont mis fin à leur partenariat dans les activités Énergie en Italie lors du 1^{er} trimestre 2011. Suite au décroisement des participations communes, le Groupe a pris le contrôle de certaines entités désormais intégrées globalement. L'opération est décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

Le Groupe a cédé sa participation de 22,5% dans EFOG le 31 décembre 2011 (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).



NOTE 14 INSTRUMENTS FINANCIERS

14.1 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	31 déc.2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 299		3 299	3 252		3 252
Prêts et créances au coût amorti	3 813	24 446	28 259	2 794	21 533	24 327
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	3 813	1 311	5 124	2 794	1 032	3 825
<i>Clients et autres débiteurs</i>		23 135	23 135		20 501	20 501
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 911	8 197	11 108	2 532	7 452	9 984
<i>Instruments financiers dérivés</i>	2 911	5 312	8 223	2 532	5 739	8 271
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat hors dérivés</i>		2 885	2 885		1 713	1 713
Trésorerie et équivalents de trésorerie		14 675	14 675		11 296	11 296
TOTAL	10 023	47 319	57 342	8 578	40 280	48 858

14.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2009	3 563
Acquisitions	518
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en "Autres éléments du Résultat Global"	(648)
Cessions - "Autres éléments de résultat global" décomptabilisés	(27)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(99)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(69)
Variations de périmètre, change et divers	14
Au 31 décembre 2010	3 252
Acquisitions	249
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en "Autres éléments du Résultat Global"	(50)
Cessions - "Autres éléments de résultat global" décomptabilisés	(425)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(70)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(130)
Variations de périmètre, change et divers	473
Au 31 décembre 2011	3 299

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 299 millions d'euros au 31 décembre 2011 et se répartissent entre 1 243 millions d'euros de titres cotés et 2 056 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 131 millions d'euros et 2 121 millions d'euros en 2010).

Sur la période, les principales acquisitions correspondent aux acquisitions d'obligations réalisées par Synatom dans le cadre de ses obligations de placement.

Les variations de périmètre résultent essentiellement de deux opérations : d'une part, de la comptabilisation de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes en tant que titre disponible à la vente (587 millions d'euros) ; et d'autre part de la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction qui détenait

les titres Atlantic LNG dont la valeur historique s'élève à 97 millions d'euros (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

Les principales opérations réalisées en 2010 correspondaient à l'acquisition d'une participation de 9% dans le gazoduc Nordstream AG pour 238 millions d'euros et à la cession des titres Gas Natural pour un prix de 555 millions d'euros.

14.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition					
	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	Résultat de cession
Capitaux propres *	-	(70)	14	-	(425)	-
Résultat	139			(130)	425	33
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2011	139	(70)	14	(130)		33
Capitaux propres *	-	(99)	38	-	(27)	-
Résultat	128			(69)	27	178
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	128	(99)	38	(69)		178

* Hors effet impôt.

Le résultat de cession de 33 millions d'euros est constitué d'éléments non significatifs individuellement.

Le montant des gains et pertes initialement enregistrés en capitaux propres en « autres éléments du résultat global » et recyclés en compte de résultat consécutivement à la cession de titres disponibles à la vente s'élève à 425 millions d'euros au titre de l'exercice 2011 (contre 27 millions d'euros en 2010). L'effet du recyclage en résultat relatif aux titres Atlantic LNG, soit 421 millions d'euros, est présenté sur la ligne « Effets de périmètre » du compte de résultat (cf. Note 5)

14.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte de marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en dessous du coût historique ou qu'une baisse du cours en deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 130 millions d'euros sur des titres non cotés. Ce montant ne comprend pas de perte de valeur significative individuellement.

Après examen, le Groupe considère qu'il n'y a pas lieu de comptabiliser de perte de valeur sur ses autres lignes de titres disponibles à la vente au 31 décembre 2011.



14.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc.2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 813	1 311	5 124	2 794	1 032	3 825
<i>Prêts aux sociétés affiliées</i>	875	555	1 430	932	230	1 162
<i>Autres créances au coût amorti</i>	1 056	159	1 215	1 157	150	1 307
<i>Créances de concessions</i>	418	466	884	315	453	768
<i>Créances de location financement</i>	1 464	132	1 596	389	198	588
Clients et autres débiteurs		23 135	23 135		20 501	20 501
TOTAL	3 813	24 446	28 259	2 794	21 533	24 327

Les pertes de valeur sur prêts et créances au coût amorti sont présentées ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc.2010		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	5 504	(380)	5 124	4 224	(399)	3 825
Clients et autres débiteurs	24 133	(997)	23 135	21 592	(1 091)	20 501
TOTAL	29 637	(1 377)	28 259	25 816	(1 490)	24 327

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti (y compris les créances clients et autres débiteurs) sont présentées dans la Note 15.2 « Risque de contrepartie ».

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2010	101	(43)	(19)
Au 31 décembre 2011	142	15	17

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

La variation des prêts et créances au coût amorti est essentiellement liée à la consolidation en 2011 du Groupe International Power (+ 1 468 millions d'euros en décembre 2011).

Au 31 décembre 2011, comme au 31 décembre 2010, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à - 997 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre - 1 091 millions d'euros à fin 2010.

14.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 911	5 312	8 223	2 532	5 739	8 271
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽¹⁾</i>	1 187	314	1 502	1 124	68	1 192
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	969	4 916	5 885	994	5 662	6 656
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾</i>	755	81	836	415	9	423
Actifs financiers à la juste valeur par résultat hors dérivés	0	2 572	2 572	0	1 555	1 555
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>		2 527	2 527		1 511	1 511
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>		45	45		45	45
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		314	314		157	157
TOTAL	2 911	8 197	11 108	2 532	7 452	9 984

(1) Suite à la revue de la définition de l'agrégat « endettement financier net » par le Groupe, les instruments dérivés relatifs à la dette sont constitués des instruments de couverture, qualifiés ou non, dont le sous-jacent est inclus dans la dette financière brute (cf. Note 14.3 – « endettement financier net »).

(2) La composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de flux de trésorerie) ainsi que les instruments de couverture des investissements nets sont désormais classés en instruments relatif aux autres éléments.

Les données 2010 ont été retraitées à des fins de comparabilité.

Les actifs financiers évalués à la juste valeur (hors dérivés) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche ; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (se reporter à la Note 14.3).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors dérivés) détenus à des fins de transactions au 31 décembre 2011 s'établit à 26 millions d'euros contre 15 millions d'euros en 2010.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2011 est non significatif.

14.1.4 Trésorerie et équivalent de trésorerie

La « trésorerie et équivalents de trésorerie » s'élève à 14 675 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 11 296 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Ce poste comprend un montant de disponibilités « soumises à restriction » de 600 millions au 31 décembre 2011 contre 231 millions au 31 décembre 2010, du fait notamment de l'intégration d'International Power. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées principalement de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur la « trésorerie et équivalent de trésorerie » au 31 décembre 2011 s'établit à 206 millions d'euros contre 141 millions d'euros en 2010.

14.1.5 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 17.2 « Obligations relatives aux installations de production nucléaire », La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans la mesure où ceux-ci répondent à certains critères financiers et notamment en matière de qualité de crédit. La partie des fonds ne pouvant pas faire l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est soit prêtée à des personnes morales répondant aux critères de « qualité de crédit » imposés par la loi soit placée dans des actifs financiers de type obligations et SICAV monétaires.



Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	534	534
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Eandis	80	80
Autres placements de trésorerie	727	578
Portefeuille obligataire	207	136
OPCVM et FCP	520	442
TOTAL	1 261	1 112

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe sont présentés dans l'état de situation financière en tant que « prêts et créances au coût amorti » ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en tant que « Titres disponibles à la vente ».

14.1.6 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 789	2 247

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

14.2 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 ou pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2011 ainsi que leur ventilation entre leur part « non courante » et « courante » sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	43 375	13 213	56 588	38 179	9 059	47 238
Instruments financiers dérivés	3 310	5 185	8 495	2 104	5 738	7 842
Fournisseurs et autres créanciers	-	18 387	18 387	-	14 835	14 835
Autres passifs financiers	684	-	684	780	-	780
TOTAL	47 369	36 784	84 153	41 063	29 632	70 695

14.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	26 197	2 522	28 719	23 975	921	24 896
Billets de trésorerie		4 116	4 116		3 829	3 829
Tirages sur facilités de crédit	1 537	506	2 043	1 286	302	1 588
Emprunts sur location financement	1 250	139	1 389	1 258	243	1 502
Autres emprunts bancaires	12 478	2 935	15 413	9 767	1 110	10 877
Autres emprunts	942	636	1 578	1 226	65	1 290
EMPRUNTS	42 404	10 853	53 257	37 512	6 470	43 982
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 310	1 310		1 741	1 741
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	42 404	12 163	54 568	37 512	8 210	45 722
Impact du coût amorti	689	243	932	621	191	812
Impact de la couverture de juste valeur	281	77	358	46	119	165
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		730	730		539	539
DETTES FINANCIÈRES	43 375	13 213	56 588	38 179	9 059	47 238

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2011 à 61 112 millions d'euros pour une valeur comptable de 56 588 millions d'euros.

Les produits et charges financières relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 6 « Résultat financier ».

Les informations sur l'endettement financier net sont présentées dans la Note 14.3.

14.2.2 Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc.2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette ⁽¹⁾	76	331	407	185	157	342
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	994	4 699	5 693	1 037	5 512	6 549
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	2 241	155	2 396	882	69	951
TOTAL	3 310	5 185	8 495	2 104	5 738	7 842

(1) Suite à la revue de la définition de l'agrégat « endettement financier net » par le Groupe, les instruments dérivés relatifs à la dette sont constitués des instruments de couverture, qualifiés ou non, dont le sous-jacent est inclus dans la dette financière brute (cf. Note 14.3 – « endettement financier net »).

(2) La composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie) ainsi que les instruments de couverture des investissements nets sont désormais classés en instruments relatif aux autres éléments.

Les données 2010 ont été retraitées à des fins de comparabilité.



14.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Fournisseurs	16 780	13 458
Dettes sur immobilisations	1 608	1 377
TOTAL	18 387	14 835

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

14.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Dettes sur acquisition de titres	548	643
Autres	136	136
TOTAL	684	780

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultant d'obligations d'achat (*put* sur « participations ne donnant pas de contrôle ») consenties par le Groupe et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en tant que passifs financiers (voir Note 1.5.11.2).

Ils correspondent :

- ▶ à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- ▶ à 43,16% du capital de La Compagnie du Vent.

L'exercice des options liées à la CNR est conditionné à l'abrogation de la loi française « Murcef » et celui relatif à La Compagnie du Vent peut désormais s'effectuer de façon échelonnée (cf. Note.26 Litiges et Concurrence).

Par ailleurs, le Groupe détient lui-même, dans le cadre des conventions passées entre les parties, des options d'achat sur ces mêmes actions.

14.3 Endettement financier net

Le Groupe a revu sa définition d'endettement financier net sur l'exercice afin d'apporter une cohérence économique entre les différents éléments inclus dans cet agrégat. Ainsi, les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture d'investissement net (participations consolidées dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro), de même que la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie) sont exclus de l'endettement net car les éléments couverts ne sont pas inclus dans cet agrégat. Par ailleurs, les actifs financiers relatifs à des instruments de dettes, principalement les dépôts gagés mis en place dans le cadre de financements, sont désormais présentés en déduction de la dette brute.

La définition du coût de la dette nette a également été ajustée (cf. Note 6 « Résultat financier ») afin d'assurer la cohérence avec l'endettement financier net tel que défini désormais. Les données comparatives 2010 ont été modifiées en conséquence et se traduisent par une diminution de l'endettement net 2010 de - 796 millions par rapport à l'ancienne définition.

14.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2011			31 déc. 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	42 404	12 163	54 568	37 512	8 210	45 722
Impact du coût amorti	689	243	932	621	191	812
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	281	77	358	46	119	165
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		730	730		539	539
DETTES FINANCIÈRES	43 375	13 213	56 588	38 179	9 059	47 238
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif ⁽²⁾	76	331	407	185	157	342
DETTE BRUTE	43 451	13 543	56 994	38 364	9 216	47 580
Actifs liés au financement ⁽³⁾	(311)	(20)	(331)	(321)	(20)	(341)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(311)	(20)	(331)	(321)	(20)	(341)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(2 572)	(2 572)	0	(1 555)	(1 555)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(314)	(314)		(157)	(157)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(14 675)	(14 675)	0	(11 296)	(11 296)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif ⁽²⁾	(1 187)	(314)	(1 502)	(1 124)	(68)	(1 192)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 187)	(17 875)	(19 063)	(1 124)	(13 077)	(14 200)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	41 952	(4 352)	37 601	36 919	(3 880)	33 039
En-cours des dettes financières	42 404	12 163	54 568	37 512	8 210	45 722
Actifs liés au financement ⁽³⁾	(311)	(20)	(331)	(321)	(20)	(341)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(2 572)	(2 572)	0	(1 555)	(1 555)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(14 675)	(14 675)	0	(11 296)	(11 296)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	42 093	(5 103)	36 990	37 191	(4 661)	32 530

(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 (se reporter aux Notes 14.1.3 et 14.2.2).

(3) Les actifs financiers liés au financement sont désormais placés en réduction du montant de la dette. Il s'agit généralement de dépôts gagés pour le financement de filiales. Les données 2010 ont été retraitées pour permettre la comparabilité.

14.3.2 Description des principaux événements de la période

Au cours de l'année 2011, les variations de périmètre ont généré une augmentation de 6 247 millions d'euros de l'endettement net dont 6 317 millions d'euros sont liés à l'entrée du groupe International Power et 174 millions d'euros à l'opération Acea.

La dette acquise d'International Power comporte notamment trois obligations convertibles en actions International Power dont les caractéristiques sont les suivantes :

- ▶ 229 millions de dollars américains de nominal (soit 176 millions d'euros) à échéance 2023 et portant coupon à 3,75% ;
- ▶ 230 millions d'euros de nominal à échéance 2013 et portant coupon à 3,25% ;
- ▶ 700 millions d'euros de nominal à échéance 2015 et portant coupon à 4,75%.



Les obligations convertibles étant libellées dans une autre devise fonctionnelle que celle d'International Power, les options de conversion en actions International Power sont comptabilisées en tant qu'instruments dérivés et évaluées à la juste valeur par résultat. La juste valeur, à la date d'acquisition, de la composante dette de ces instruments s'élève à 1 129 millions d'euros. La juste valeur des instruments dérivés qui s'élève à 380 millions d'euros est comptabilisée en « autres instruments financiers dérivés » et ne fait donc pas partie de l'agrégat endettement net. Les variations de juste valeur de ces dérivés sur l'année s'élèvent à + 1 million d'euros, elles sont présentées dans la rubrique « Résultat des couvertures économiques sur autres éléments financiers » du résultat financier.

Les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement net de 266 millions d'euros (dont 256 millions d'euros sur le dollar américain).

Le Groupe a effectué les opérations suivantes sur sa dette obligataire au cours de l'année 2011 :

- ▶ GDF SUEZ SA a réalisé une émission obligataire de 300 millions d'euros à 100 ans soit une échéance mars 2111 portant coupon de 5,95% ainsi qu'une émission de 300 millions de francs suisse échéance octobre 2017 couvert par des instruments financiers dérivés permettant une conversion en euros à taux fixe de 2,99% ;
- ▶ GDF SUEZ SA a procédé à deux émissions obligataires de 1 milliard d'euros portant coupon à 3,125% et échéance janvier 2020 pour l'une et de 400 millions de livres sterling swappée à un taux fixe euro de 4,7% échéance 2060 pour l'autre. Ces deux

émissions ont permis le refinancement dans le cadre d'une offre d'échange de 157 millions d'euros de l'obligation à échéance février 2013, 355 millions d'euros de l'obligation à échéance janvier 2014 et 88 millions d'euros de l'obligation portée par Belgelec à échéance juin 2015 ;

- ▶ SUEZ Environnement Company a lancé le 5 mai 2011 une opération combinée de rachat intermédié et d'échange obligataire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant coupon fixe de 4,875%. Cette opération avait pour objectif non seulement de refinancer une partie de cette souche à échéance 2014, mais aussi d'allonger la maturité moyenne de la dette SUEZ Environnement. À l'issue de ce processus, 338 millions d'euros d'obligations 2014 ont été rachetées et échangées dans le cadre de l'émission d'une souche obligataire à 10 ans pour un montant total de 750 millions d'euros, portant un coupon fixe de 4,078%. En novembre 2011, SUEZ Environnement a réalisé une émission de 250 millions de livres sterling à échéance décembre 2030 et portant un coupon de 5,375% ;
- ▶ Le Groupe a procédé au remboursement des emprunts obligataires Belgelec (400 millions d'euros) et Tractebel Energia (512 millions d'euros) arrivés à échéance au cours de l'année.

Enfin, le Groupe a remboursé par anticipation des dettes bancaires d'entités International Power en Amérique du Nord, qui s'élevaient à 1 125 millions de dollars à la date de l'opération. Ces opérations de remboursement ont été effectuées via l'utilisation de la trésorerie disponible du Groupe et n'ont pas d'incidence sur le niveau d'endettement net.

14.3.3 Ratio d'endettement

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Endettement financier net	37 601	33 039
Total Capitaux propres	80 270	70 627
Ratio d'endettement	46,8%	46,8%

14.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

14.4.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

Juste valeur par niveau	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
<i>En millions d'euros</i>								
Titres disponibles à la vente	3 299	1 243	-	2 057	3 252	1 131	-	2 120
Prêts et créances au coût amorti rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	290	-	290	-	256	-	256	-
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	290	-	290	-	256	-	256	-
Instruments financiers dérivés	8 223	200	7 926	97	8 271	1 043	7 175	53
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 502	-	1 502	-	1 192	-	1 192	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 622	180	3 359	83	2 574	257	2 267	51
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 263	20	2 229	14	4 082	786	3 294	2
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	836	-	836	-	423	-	423	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 572	2 371	200	-	1 555	1 317	238	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	2 527	2 371	156	-	1 511	1 317	194	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	45	-	45	-	45	-	45	-
TOTAL	14 384	3 814	8 417	2 153	13 335	3 492	7 670	2 173

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.5.11.3.

Titres disponibles à la vente

Les titres cotés – évalués au cours de Bourse à la date de clôture – sont classés en niveau 1.

Les titres non cotés – évalués à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation des dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.

Au 31 décembre 2011, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Titres disponibles à la vente
Au 31 décembre 2010	2 121
Acquisitions	70
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat Global»	(43)
Cessions - «Autres éléments du résultat Global» décomptabilisés	(425)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(43)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(113)
Variations de périmètre, change et divers	490
Au 31 décembre 2011	2 056
Gains et pertes enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	133



Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des futures négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation en juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes, le plus souvent

parce que la maturité de l'instrument excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

L'évaluation à la juste valeur des autres instruments financiers dérivés est obtenue au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités de marché et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement. Ces instruments financiers dérivés sont présentés en niveau 2.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur, pour lesquels le Groupe dispose de valeurs liquidatives régulières sont classés en niveau 1, et en niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont classés en niveau 2.

14.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

Juste valeur par niveau	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
<i>En millions d'euros</i>								
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	9 458	-	9 458	-	8 714	-	8 714	-
Instruments financiers dérivés	8 495	89	8 049	357	7 842	992	6 782	69
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	407	-	407	-	342	-	332	10
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 291	81	2 917	293	2 494	168	2 269	57
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 402	9	2 389	4	4 055	824	3 229	2
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	2 396	-	2 335	60	951	-	951	-
TOTAL	17 953	89	17 507	357	16 556	992	15 495	69

Dettes financières

Les Dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Cf. les précisions sur les classements des instruments financiers dérivés présentés dans la Note 14.4.1.

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 5 « Facteurs de risque » du Document de Référence.

Compte tenu de ses activités de production et de commercialisation d'électricité à l'international et de sa structure financière, les activités acquises du groupe International Power sont exposées aux risques financiers suivants :

- ▶ risque de marché sur matières premières. Ceux-ci comprennent les risques liés aux fluctuations des prix et des volumes, tant sur ses activités de gestion de portefeuille que sur ses activités de *trading* ;
- ▶ risque de change translationnel et transactionnel (principalement sur les devises dollar US, livre Sterling et dollar Australien) ;
- ▶ risque de taux d'intérêt dans le cadre du financement de ses centrales ;
- ▶ risque de contrepartie ;
- ▶ risque de liquidité.

Les activités et positions du groupe International Power exposées à ces différents risques sont intégrées dans les procédures de gestion, de suivi et de contrôle des risques mises en place par le groupe GDF SUEZ telles que présentées dans le chapitre 5 « Facteurs de risques » du Document de Référence 2011.

Les expositions et analyses de sensibilités présentées dans les tableaux ci-après comprennent donc les données relatives à International Power.

15.1 Risques de marché

15.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- ▶ les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et

- ▶ les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

15.1.1.1 Activités de portfolio management

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergie, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- ▶ garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- ▶ gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les analyses de sensibilité des activités de portfolio management, présentées dans le tableau ci-après, sont calculées sur base du portefeuille d'instruments financiers dérivés figé à une date donnée et peuvent ne pas être représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe.

Analyse de sensibilité <i>En millions d'euros</i>	Variations de prix	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+ 10 \$US/bbl	(159)	123	(194)	269
Gaz naturel	+ 3 €/MWh	267	(77)	87	(26)
Charbon	+ 10 \$US/ton	9	48	12	35
Électricité	+ 5 €/MWh	(394)	17	(37)	49
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 €/ton	33	(2)	(41)	(6)
EUR/USD	+ 10%	(1)	(209)	112	(194)
EUR/GBP	+ 10%	(33)	(3)	34	4
GBP/USD	+ 10%	39	-	-	-

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.

15.1.1.2 Activités de trading

Depuis le 2 mai 2011, le Groupe s'est doté d'une structure fusionnée de *trading*, GDF SUEZ Trading, regroupant les activités de *trading* de Gaselys et d'Electrabel en Europe. Les missions de cette société contrôlée à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies (iii) développer ses activités en propre.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'est élevée à 227 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre 146 millions d'euros en 2010).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *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. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

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.

La *VaR* présentée ci-après résulte de l'agrégation des *VaR* des entités de *trading* du Groupe.

Consommation de Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2011	2011 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2011 ⁽²⁾	Minimum 2011 ⁽²⁾	2010 moyenne ⁽¹⁾
Activités de <i>trading</i>	3	4	10	1	9

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés en fin de mois en 2011.

15.1.2 Couvertures de risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*) et de couverture de juste valeur (*fair value hedges*), telles que définie par la norme IAS 39, en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de

gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, qu'ils soient réglés en net ou par livraison physique.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2011 et 2010 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	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	2 653	969	(2 297)	(994)	1 580	994	(1 457)	(1 037)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	1 227	349	(710)	(208)	964	464	(837)	(299)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 426	620	(1 587)	(786)	616	531	(620)	(738)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	2 263	-	(2 402)	-	4 082	-	(4 055)	-
TOTAL	4 916	969	(4 699)	(994)	5 662	994	(5 512)	(1 037)

Se reporter également aux Notes 14.1.3 et 14.2.2.

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs

probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

15.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Gaz naturel	268	101	(248)	(41)	289	144	(322)	(121)
Électricité	258	93	(220)	(85)	149	57	(143)	(73)
Charbon	22	18	(33)	(27)	69	44	(27)	(23)
Pétrole	546	52	(179)	(26)	437	139	(342)	(84)
Autres	133	85	(30)	(29)	20	79	(3)	2
TOTAL	1 227	349	(710)	(208)	964	464	(837)	(299)

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

Montants notionnels (nets) * En GWh	Total						Au-delà de 5 ans
	au 31 déc. 2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Gaz naturel, électricité et charbon	9 651	(10 794)	20 840	(1 466)	1 071	-	-
Produits pétroliers	83 498	64 259	17 999	942	137	138	23
Autres	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	93 149	53 465	38 838	(524)	1 209	138	23

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Montants notionnels (nets) * En milliers de tonnes	Total						Au-delà de 5 ans
	au 31 déc. 2011	2012	2013	2014	2015	2016	
Droits d'émission de gaz à effet de serre	(975)	(1 080)	110	(5)	-	-	-
TOTAL	(975)	(1 080)	110	(5)	-	-	-

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2011, un gain de 430 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre un gain de 238 millions d'euros en 2010). Un gain de 71 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2011 (contre une perte de 223 millions d'euros en 2010).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2011, un gain de 20 millions d'euros a été enregistré (contre un gain de 33 millions d'euros en 2010).

15.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe et les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.



15.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euro, des états

financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro. Ce risque est concentré sur les participations aux États-Unis et actifs considérés en base « dollarisée », Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni et Australie.

15.1.3.1 Instruments financiers par devises

La ventilation par devises de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone Euro	61%	60%	61%	53%
Zone US Dollar	12%	16%	14%	21%
Zone Livre Sterling	8%	4%	6%	2%
Autres devises	19%	20%	19%	24%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Zone Euro	53%	52%	57%	45%
Zone US Dollar	14%	21%	16%	26%
Zone Livre Sterling	9%	2%	6%	2%
Autres devises	24%	25%	21%	27%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

15.1.3.2 Analyse de sensibilité au 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 taux d'intérêt et de change) à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation de cours de change de +/- 10% par rapport au cours de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés de change

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 couverture 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 43 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 300 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

15.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat, et, pour ce faire de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La politique du Groupe est donc d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé (« taux variable *cappé* »), la répartition pouvant évoluer autour de l'équilibre en fonction du contexte de marché.



Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2011, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et livres sterling.

15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	42%	41%	41%	44%
Fixe	58%	59%	59%	56%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Variable	15%	12%	18%	22%
Fixe	85%	88%	82%	78%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

15.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

Impact sur le résultat après impact des dérivés

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 114 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 139 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 passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, en compte de résultat, un gain de 252 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1% des taux d'intérêts génèrerait a contrario une perte de 368 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille de d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une variation uniforme de plus ou moins 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) génèrerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 439 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie comptabilisée au bilan.



15.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentées ci après :

Dérivés de change	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
<i>En millions d'euros</i>				
Couverture de juste valeur	404	2 221	288	1 908
Couverture des flux de trésorerie	155	6 089	86	3 219
Couverture d'investissement net	(130)	6 918	(59)	4 659
Dérivés non qualifiés de couverture	(21)	11 196	10	13 056
TOTAL	408	26 424	325	22 842

Dérivés de taux	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
<i>En millions d'euros</i>				
Couverture de juste valeur	563	8 490	378	7 616
Couverture des flux de trésorerie	(694)	7 261	(282)	5 094
Dérivés non qualifiés de couverture	(636)	20 782	(35)	19 680
TOTAL	(766)	36 532	61	32 390

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises, ainsi que les opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux d'exploitation futurs en devises, ainsi qu'à de la couverture de dettes à taux variables.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de devises.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments qui ne peuvent être qualifiés de couverture

comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des engagements en devise ainsi que des emprunts. L'effet constaté sur les dérivés de change est d'ailleurs quasi-intégralement compensé par des résultats de change sur les éléments couverts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2011, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat est non significatif.

Couverture des flux de trésorerie

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

Au 31 décembre 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(539)	(30)	(156)	(108)	(76)	(52)	(117)

Au 31 décembre 2010

<i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(195)	(69)	(24)	(6)	(22)	1	(75)

Au 31 décembre 2011, les pertes et gains enregistrés en capitaux propres sur la période sont de 463 millions d'euros.

Le montant recyclé des capitaux propres et comptabilisé dans le résultat de la période est de 48 millions d'euros.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 25 millions d'euros.

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre de ces couvertures d'investissement net représente une perte de 3 millions d'euros.

15.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels. Ce risque résulte de la combinaison d'un risque de paiement (non-paiement des prestations ou livraisons réalisées), de livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées) et d'un risque de remplacement des contrats défaillants (appelé exposition *Mark to Market* correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement).

15.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré *via* des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de « netting », appels de marge, *via* l'utilisation d'instruments de couverture dédié, ou *via* le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux branches la gestion de ces risques tout en permettant toutefois au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de rating appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement et selon un processus simplifié de *scoring* appliqué aux clients commerciaux ayant un niveau de consommation moindre. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (qualité de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs de type exposition courante (risque de paiement, exposition MtM) et exposition potentielle future (Credit VaR).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

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

Clients et autres débiteurs	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0- 6 mois	6- 12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
<i>En millions d'euros</i>							
Au 31 décembre 2011	1 324	285	512	2 121	1 464	20 547	24 132
Au 31 décembre 2010	1 235	261	403	1 900	1 640	18 052	21 592

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquels les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agisse d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités

publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit.



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⁾ En millions d'euros	31 déc. 2011		31 déc. 2010	
	Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Total ⁽⁴⁾
Exposition brute	5 079	5 885	7 752	8 128
Exposition nette ⁽³⁾	2 428	2 620	1 670	1 761
% de l'exposition crédit des contreparties « Investment Grade »	92,7%		94,8%	

(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.

(4) L'écart entre le montant exposé au risque de contrepartie et le total des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières à l'actif du bilan provient de créances clients et de contrats d'achat ou de vente de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe.

15.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs ratings externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un Middle Office indépendant du Trésorier Groupe.

15.2.2.1 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) En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0- 6 mois	6- 12 mois	Au-delà d'1 an	Total			
Au 31 décembre 2011	6	10	24	40	412	4 891	5 343
Au 31 décembre 2010	9	9	12	29	433	3 745	4 208

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) ne comprend pas les éléments de perte de valeur, variation de juste valeur et de coût amorti pour respectivement - 380 millions d'euros, - 2 millions d'euros et

+ 163 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre - 399 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 18 millions d'euros au 31 décembre 2010). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 14.1.2 « Prêts et créances au coût amorti ».

15.2.2.2 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 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 31 décembre 2011, le total des encours exposés au risque crédit est de 19 755 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽¹⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition ⁽³⁾	19 755	94%	5%	1%	14 362	90%	9%	1%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baaa3 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 31 décembre 2011, aucune contrepartie ne représentait plus de 10% des placements des excédents.

15.3 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.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissement et des stress tests réalisés sur le portefeuille d'appels de marge.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long termes. La centralisation est assurée *via* des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que *via* des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique, et ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie a conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2011, 83% de la trésorerie centralisée était investi en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- ▶ centralisation des financements externes ;
- ▶ diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- ▶ profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de billets de trésorerie (*Commercial Papers*) en France, en Belgique et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2011, les ressources bancaires représentent 38% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 28 719 millions d'euros de dettes obligataires, soit 54% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 8% de la dette brute et s'élèvent à 4 116 millions d'euros au 31 décembre 2011. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

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 15 937 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Le Groupe dispose également 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 17 191 millions d'euros au 31 décembre 2011, dont 15 149 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 89% des lignes de crédit totales et 77% des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.



15.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2011, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers dérivés par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	28 719	2 522	1 314	3 138	2 872	1 636	17 236
Billets de trésorerie	4 116	4 116	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	2 043	506	67	421	60	417	573
Emprunts sur location financement	1 389	139	164	132	97	96	761
Autres emprunts bancaires	15 413	2 935	1 724	2 097	1 000	904	6 754
Autres emprunts	1 578	636	91	102	76	53	620
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 310	1 310	-	-	-	-	-
Encours des dettes financières	54 568	12 163	3 362	5 890	4 104	3 105	25 943
Actifs financiers liés au financement	(331)	(20)	(193)	(11)	(32)	(11)	(63)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(2 572)	(2 572)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(14 675)	(14 675)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	36 990	(5 104)	3 168	5 879	4 072	3 094	25 880

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	45 722	8 210	4 555	2 922	5 516	3 564	20 956
Actifs financiers liés au financement, actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(13 192)	(12 871)	(12)	(185)	(11)	(32)	(81)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	32 530	(4 661)	4 543	2 736	5 505	3 532	20 874

Au 31 décembre 2011, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	20 882	2 277	1 959	1 827	1 628	1 476	11 716

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	17 769	1 801	1 902	1 711	1 570	1 370	9 414

NOTE 15 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Au 31 décembre 2011, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

Au 31 décembre 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(795)	203	254	(801)	47	(58)	(440)

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	214	533	(118)	32	(69)	-	(166)

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

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

Au 31 décembre 2011 <i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	15 149	1 199	1 060	2 452	4 470	5 689	279

Au 31 décembre 2010 <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	14 588	1 528	5 307	653	1 324	5 193	583

Parmi ces programmes disponibles, 4 116 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Les lignes de crédit confirmées non utilisées comprennent notamment un crédit syndiqué multi-devises de 4 milliards d'euros (échéance 2015) signé en juin 2010 et visant à refinancer par anticipation les lignes de crédit venant à échéance en 2012. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.

Au 31 décembre 2011, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

15.3.2 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>	(3 357)	(2 334)	(524)	(216)	(98)	(92)	(93)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(2 390)	(2 390)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	3 658	2 668	671	189	55	33	43
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 255	2 255					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2011	166	199	146	(27)	(43)	(59)	(50)

Risque de liquidité <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 495)	(1 647)	(622)	(116)	(35)	(23)	(52)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(4 062)	(4 062)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 599	1 624	651	228	32	20	44
<i>afférents aux activités de trading</i>	4 098	4 098					
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2010	140	14	29	113	(3)	(4)	(9)

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

15.4 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Dans le cadre de leur activité normale, certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquels elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IAS 39. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des branches Global Gaz & GNL, Énergie France et Énergie Europe & International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2011	2012	2013-2016	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2010
Achats fermes	(10 005)	(983)	(3 059)	(5 963)	(11 013)
Ventes fermes	2 099	487	686	926	2 115

15.5 Risque sur actions

Au 31 décembre 2011, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 1 243 millions d'euros (cf. Note 14.1.1).

Une variation à la baisse de 10% des cours de Bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 124 millions d'euros sur le Résultat Global du Groupe.

Le principal titre non coté correspond à la valeur des intercommunales flamandes dont la valorisation est fondée sur la Base des Actifs Régulés (BAR).

La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un *reporting* régulier à la Direction Générale.

NOTE 16 ÉLÉMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

16.1 Éléments sur capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en millions d'euros)		
	Total	Propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2009	2 260 976 267	(45 114 853)	2 215 861 414	2 261	30 590	(1 644)
Émission	26 217 490		26 217 490	26	471	
Annulation d'actions propres	(36 898 000)	36 898 000	0	(37)	(1 378)	1 415
Achats et ventes d'actions propres		(17 637 311)	(17 637 311)			(436)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	2 250 295 757	(25 854 164)	2 224 441 593	2 250	29 683	(665)
Émission	2 340 451		2 340 451	2	33	
Achats et ventes d'actions propres		(13 029 330)	(13 029 330)			(264)
AU 31 DÉCEMBRE 2011	2 252 636 208	(38 883 494)	2 213 752 714	2 253	29 715	(930)

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2011 résultent :

- ▶ des levées d'options de souscriptions d'actions à hauteur de 2,3 millions d'actions (cf. Note 23.1.2) ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées dans le cadre du programme de rachat d'actions du Groupe (cf. Note 16.3) dont 6,7 millions au titre du contrat de liquidité et 6,3 millions d'actions au titre de la mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2010 résultent :

- ▶ des augmentations de capital réservées aux salariés au sein d'un plan mondial d'actionnariat salarié dénommé « LINK 2010 » (cf. Note 23.2). Au total, 24,2 millions d'actions ont été souscrites, et 0,5 million d'actions ont été attribuées gratuitement, portant le montant de l'augmentation de capital du 24 août 2010 à 478 millions d'euros (hors frais d'émission) ;
- ▶ des levées d'options de souscription d'actions pour 1,5 million d'actions ;
- ▶ de l'annulation, décidée par le Conseil d'Administration du 9 août 2010, de l'intégralité des 36 898 000 actions propres détenues à cette fin au 31 décembre 2009.

16.2 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA

Les instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA sont uniquement constitués des options de souscription d'actions attribuées par le Groupe à ses salariés et ses mandataires sociaux. Les plans d'options de souscriptions d'actions en vigueur au 31 décembre 2011 sont décrits dans la Note 23.1.1 « Historique des plans de stock d'options en vigueur ». Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces options s'élève à 22,6 millions au 31 décembre 2011.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance décrites dans la Note 23.3 « Actions gratuites et actions de performance » seront couvertes par des actions existantes de GDF SUEZ SA.

16.3 Actions propres

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 2 mai 2011. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société GDF SUEZ SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 12 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 55 euros par action.

Au 31 décembre 2011, le Groupe détient 38,9 millions d'actions propres dont 32,2 millions en couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux et 6,7 millions au titre du contrat de liquidité.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions GDF SUEZ SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 300 millions d'euros. Le nombre de titres pouvant être achetés dans le cadre de ce contrat ne pourra excéder 22 500 000.

16.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice) (60 920 millions d'euros au 31 décembre 2011) intègrent la réserve légale de la société GDF SUEZ SA pour 226 millions d'euros. En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net



des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Les réserves consolidées comprennent également les pertes et gains actuariels cumulés soit - 1 423 millions au 31 décembre 2011 (- 829 millions d'euros au 31 décembre 2010) ainsi que les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels soit 449 millions au 31 décembre 2011 (236 millions au 31 décembre 2010).

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 43 602 millions d'euros au 31 décembre 2011 (contre 44 509 millions d'euros au 31 décembre 2010).

16.5 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au cours des exercices 2009, 2010 et 2011.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i> <i>(Dividendes versés en numéraire)</i>
Au titre de l'exercice 2009		
Solde du dividende au titre de 2009 (payé le 10 mai 2010)	1 484	0,67
Au titre de l'exercice 2010		
Acompte (payé le 15 novembre 2010)	1 846	0,83
Solde du dividende au titre de 2010 (payé le 9 mai 2011)	1 490	0,67
Au titre de l'exercice 2011		
Acompte (payé le 15 novembre 2011)	1 838	0,83

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2011

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2011 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 321 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2011. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a été versé le 15 novembre 2011 soit 1 838 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 6 mai 2012, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2011, les états financiers à fin 2011 étant présentés avant affectation.

16.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	Variation	31 déc. 2010	Variation	31 dec. 2009
Actifs financiers disponibles à la vente	185	(462)	646	(119)	765
Couverture d'investissement net	(27)	(58)	31	(63)	95
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(283)	(86)	(196)	11	(207)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	677	334	342	445	(103)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(153)	(103)	(50)	(144)	95
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt	(159)	(185)	27	48	(22)
Ecart de conversion	447	(75)	522	877	(355)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	687	(636)	1 323	1 054	268
Pertes et gains actuariels	(1 393)	(644)	(748)	(479)	(269)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	447	213	235	149	86
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	(29)	46	(75)	(14)	(61)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(974)	(385)	(588)	(344)	(244)
TOTAL	(287)	(1 021)	734	710	24

La colonne « Variation » comprend essentiellement les gains et les pertes réalisés sur l'exercice (cf. Etat du Résultat Global), ainsi que les effets générés par les variations de périmètre.

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessus sont recyclables en résultat au cours des exercices futurs, à l'exception des pertes et gains actuariels, qui sont présentés au sein des réserves consolidées part du Groupe.

Le montant des écarts de conversion recyclés en compte de résultat sur la période s'établit à 8 millions d'euros au titre de la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction, et à 20 millions d'euros au titre de la cession de la participation dans EFOG.

16.7 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2011, le Groupe a pris le contrôle du Groupe International Power plc dont il détient désormais 69,78%. Les participations ne donnant pas le contrôle résultant de cette opération à la date d'acquisition s'élèvent à 6 303 millions d'euros.

Par ailleurs, China Investment Corporation (« CIC ») a pris une participation minoritaire de 30 % dans les activités Exploration & Production du Groupe (« GDF SUEZ E&P »). Cette opération s'est traduite par la comptabilisation de 1 341 millions d'euros en « participations ne donnant pas le contrôle » à la date de cession.

Enfin, le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts a pris une participation minoritaire de 25% dans la société GRTgaz. La « participation ne donnant pas le contrôle » au consortium à la date d'opération s'élève à 923 millions d'euros.

Ces opérations sont décrites dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

En 2010, SUEZ Environnement Company a réalisé une émission de 750 millions d'euros (impact avant frais d'émission) de titres super-subordonnés à durée indéterminée dits hybrides. Ces titres sont subordonnés à tout créancier senior et portent un coupon initial fixe de 4,82% les cinq premières années.

S'agissant d'un instrument de capitaux propres, le produit de cette émission, diminué des frais d'émission nets d'impôt, a été comptabilisé en tant que « participation ne donnant pas le contrôle » dans les capitaux propres.

16.8 Gestion du capital

GDF SUEZ cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net (se reporter à la Note 14.3) et ses capitaux propres totaux tels que figurant dans l'état de situation financière. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, de maintenir une bonne notation tout en assurant la flexibilité financière désirée afin de saisir les opportunités de croissance externe créatrices de valeur. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 16.3 « Actions propres »), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie « A » auprès des agences de notation Moody's et S&P. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués des charges financières et impôts payés et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de locations simples.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, GDF SUEZ SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimums.



NOTE 17 PROVISIONS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2010	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2011
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	4 362	260	(385)	(2)	188	210	5	570	5 209
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	3 936	106	(20)	0	0	196	0	0	4 218
Démantèlement des installations *	2 840	2	(8)	(2)	0	140	(8)	(23)	2 941
Reconstitution de sites	1 362	45	(64)	(7)	33	49	9	108	1 536
Autres risques	1 969	772	(539)	(144)	267	8	4	(58)	2 279
TOTAL PROVISIONS	14 469	1 184	(1 016)	(155)	488	604	11	596	16 183

* Dont 2 532 millions d'euros au 31 décembre 2011 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 413 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Les variations de périmètre correspondent essentiellement aux effets liés à l'acquisition d'International Power (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

L'effet de désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur les obligations de retraite, nette du rendement attendu sur les actifs de couverture.

La colonne « autres » se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2011 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en « autres éléments du résultat global », et de l'augmentation des provisions pour reconstitution de sites dans l'activité exploration-production dont la contrepartie est comptabilisée en immobilisations corporelles.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

<i>En millions d'euros</i>	Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	2
Autres produits et charges financiers	604
Impôts	12
TOTAL	617

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

17.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 18.

17.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire et de démantèlement des centrales nucléaires.

17.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 22 septembre 2010 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires. Les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les scénarii de gestion retenus sont demeurés inchangés par rapport au dossier précédent. Les modifications prises en compte ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes (tarifs, inventaires physiques et radiologiques, ...).

Dans le cadre de son analyse du dossier de 2010, la Commission des provisions nucléaires a demandé de soumettre, dans l'année 2011, deux études complémentaires que le Groupe a transmises le 22 novembre 2011. La Commission des provisions nucléaires a accepté l'argumentation ainsi que les précisions apportées par Synatom.

L'acceptation de la Commission des provisions nucléaires conduit à une révision à la baisse de l'évaluation du coût actualisé des engagements pour la gestion des matières fissiles irradiées. Cependant, dans le contexte des évolutions les plus récentes du paysage nucléaire et plus spécifiquement des contraintes supplémentaires évoquées en matière de facilité de stockage de combustible dans le cadre des tests de résistance, le montant total de la provision a été, à ce stade, maintenu inchangé (hors évolution récurrente liée aux dotations pour désactualisation et combustible utilisé au cours de l'année). Compte tenu de ces éléments, l'ajustement serait, par ailleurs, non significatif au 31 décembre 2011.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une législation complémentaire devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux

calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions complémentaires dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2011 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 40 ans, inchangé par rapport à la clôture de l'exercice précédent.

Un accord a été conclu fin 2009 avec le gouvernement belge qui prévoit, notamment, que ce dernier prendra les dispositions juridiques appropriées afin d'assurer l'extension de la durée d'exploitation, de 40 à 50 ans, de trois unités nucléaires.

Le nouveau gouvernement belge, constitué fin 2011, a cependant « confirmé », dans sa déclaration gouvernementale ainsi que dans sa note de politique générale soumise à la Chambre des Représentants de Belgique le 5 janvier 2012, sa volonté de ne pas revoir la législation en vigueur afin de permettre une extension de 10 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 (passant de 40 à 50 ans). Le Secrétaire d'Etat à l'Energie élaborera pour la mi-2012 un plan d'équipement en nouvelles capacités de production d'énergie diversifiées permettant d'assurer de façon crédible l'approvisionnement électrique du pays à court, moyen et long terme. En fonction de l'agenda précis et détaillé de mise sur le réseau de ces nouvelles capacités, les dates définitives de fermeture des centrales nucléaires seront précisées.

Une extension de la durée d'exploitation des trois unités nucléaires concernées par l'accord de 2009 avec le gouvernement précédent ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le montant des provisions pour le démantèlement. Le report du calendrier des opérations sur ces unités induit une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc, dont l'effet est toutefois compensé par un échancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consiste, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs correspondants à due concurrence.

La provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ne devrait pas non plus faire l'objet d'un ajustement significatif suite à l'extension de la durée d'exploitation des trois plus anciennes unités dans la mesure où le coût unitaire moyen de retraitement du combustible nucléaire irradié, pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales, n'en ressort pas substantiellement modifié.

17.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est celui du retraitement du combustible nucléaire irradié. Dans ce contexte, le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario de retraitement : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, entreposage et évacuation des résidus après retraitement.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- ▶ Le scénario de calcul retenu est un scénario de retraitement, dont les opérations devraient débuter en 2016, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond. L'hypothèse retenue est la fabrication, à partir du plutonium issu du retraitement, d'assemblages de combustible MOX, utilisés dans les centrales nucléaires belges jusqu'à la fin de leur exploitation et cédés à des tiers pour la période ultérieure ;
- ▶ les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2060. À ce moment, les résidus et la provision requise pour couvrir le coût des opérations d'entreposage et d'évacuation profonde seront transférés à l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies). Sur base du scénario retenu, les derniers résidus seraient enfouis vers 2080 ;
- ▶ l'engagement à terme est évalué sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués sur base d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- ▶ le taux d'actualisation de 5% (taux réel de 3% et taux d'inflation de 2%) est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme ;
- ▶ le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisés jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- ▶ une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis sur base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquats à ce jour, et approuvés par la Commission des provisions nucléaires.

17.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- ▶ le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;

- ▶ un taux d'inflation de 2% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- ▶ un taux d'actualisation de 5% (y compris 2% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- ▶ les travaux de démantèlement sont réputés débuter 3 à 4 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, dans le cadre actuel d'une durée d'utilité de 40 ans après la mise en service ;
- ▶ les décaissements sont étalés sur une durée d'environ 9 à 13 ans après la date de début des travaux de démantèlement ;
- ▶ la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur une période de 40 ans depuis la date de mise en service industrielle ;
- ▶ une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

17.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 50 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 10%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une variation, à la hausse ou à la baisse, de 5% des coûts de démantèlement ou de gestion de l'aval du cycle du combustible serait susceptible d'induire une évolution des provisions dans une proportion globalement similaire.

À noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement, à due concurrence, des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

17.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage, et les terminaux méthaniers doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

En 2010, sur la base des nouvelles estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz compte tenu notamment des niveaux actuels de production, soit 250 ans selon l'Agence Internationale de l'Énergie, le Groupe a été conduit à revoir l'échéance des provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France et à reprendre ces provisions dont la valeur actuelle est devenue quasi nulle (voir Note 5.5 « Autres éléments non récurrents »).

17.4 Reconstitution de sites

17.4.1 Activité Déchets

La Directive européenne de juin 1998 sur les centres de stockage de déchets a instauré des obligations en termes de fermeture et de suivi long terme de ces centres. Ces obligations imposées au titulaire de l'arrêté d'exploitation (ou à défaut au propriétaire du terrain en cas de défaillance de l'exploitant) fixent des règles et conditions à observer en matière de conception et de dimensionnement des centres de stockage, de collecte et traitement des effluents liquides (lixiviats) et gazeux (biogaz) et instaurent un suivi trentenaire de ces sites.

Ces provisions de deux natures (réaménagement et suivi long terme) sont calculées site par site et sont constituées pendant la durée d'exploitation du site au prorata de la consommation du vide de fouille (rattachement des charges et des produits). Ces coûts qui devront être engagés lors de la fermeture du site ou pendant la période de suivi long terme (30 ans au sein de l'Union européenne après la fermeture du site) font l'objet d'une actualisation. Un actif est constaté en contrepartie de la provision. Il est amorti au rythme de la consommation du vide de fouille ou du besoin de couverture, c'est-à-dire dans l'exercice.

Le calcul de la provision pour réaménagement (lors de la fermeture du centre de stockage) dépend du type de couverture choisie : semi-perméable, semi-perméable avec drain, ou imperméable. Ce choix a une forte incidence sur le niveau de production future de lixiviat et par conséquent sur les coûts futurs de traitement de ces effluents. Le calcul de cette provision nécessite une évaluation du coût de réaménagement de la surface restant à couvrir. La provision comptabilisée dans l'état de situation financière en fin de période doit permettre le réaménagement de la partie non encore traitée (différence entre le taux de remplissage et le pourcentage de la surface du site déjà réaménagée). Chaque année, la provision est réévaluée sur la base des travaux réalisés et de ceux à réaliser.

Le calcul de la provision pour suivi long terme dépend d'une part des coûts liés à la production de lixiviat et de biogaz, et d'autre part de la valorisation du biogaz. Cette valorisation du biogaz est une source de revenu et vient en réduction des dépenses de suivi long terme. Les principaux postes de dépenses de suivi long terme sont :

- ▶ la construction d'infrastructures (unité de valorisation de biogaz, installation de traitement des lixiviats) et les travaux de démolition des installations utilisées pendant la période d'exploitation ;
- ▶ l'entretien et la réparation de la couverture et des infrastructures (collecte des eaux de surface) ;
- ▶ le contrôle et le suivi des eaux de surface, des eaux souterraines et des lixiviats ;
- ▶ le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- ▶ les coûts de traitement des lixiviats ;
- ▶ les dépenses liées à la collecte et au traitement du biogaz (mais en tenant compte des revenus générés par sa valorisation).

La provision pour suivi long terme devant figurer dans l'état de situation financière de fin de période est fonction du taux de remplissage du centre de stockage à la clôture de la période, des dépenses totales estimées par année et par poste (sur la base de coûts standards ou spécifiques), de la date prévisionnelle de fermeture du site et du taux d'actualisation utilisé pour chaque site (selon sa durée de vie résiduelle).

17.4.2 Activité Exploration-Production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration – production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

17.5 Autres risques

Ce poste comprend, outre des risques divers liés au personnel, à l'environnement et à divers risques sur affaires, des montants destinés à couvrir des litiges, réclamations et risques fiscaux, qui sont plus amplement détaillés en Note 26 « Litiges et concurrence ».



NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

18.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

18.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France.

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (« CNIEG »). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale, du Budget et de l'Énergie.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, Elengy, Storengy, GDF SUEZ Thermique France, CPCU, TIRU, GEG, Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et la SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 (« droits spécifiques passés ») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution (« droits spécifiques passés régulés ») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005. Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en terme de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestation définie, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite.

Suite à la loi de réforme des retraites en France publiée au journal officiel le 10 novembre 2010, l'âge de départ légal à la retraite pour le régime spécial des IEG sera progressivement retardé de 2 ans à compter du 1^{er} janvier 2017 à raison de 4 mois pour atteindre 62 ans au 1^{er} janvier 2022 pour les salariés sédentaires ayant

15 ans de service actif. La durée de cotisation pour une pension complète a été allongée à 41,5 ans pour le régime spécial des IEG au 1^{er} janvier 2020.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres « engagements mutualisés » sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2011, la dette actuarielle « retraite » relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,3 milliards d'euros contre 2,1 milliards d'euros au 31 décembre 2010.

18.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec et partiellement GDF SUEZ Belgium.

Ces conventions, applicables au personnel « barémisé » engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 12% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2011.

Le personnel « barémisé » engagé à partir du 1^{er} juin 2002 et le personnel cadre engagé à partir du 1^{er} mai 1999 bénéficient de régimes à cotisations définies. Toutefois, concernant les cotisations versées depuis le 1^{er} janvier 2004, la loi impose un rendement annuel moyen sur la carrière de 3,25% minimum, le déficit éventuel étant à la charge de l'employeur. Il en résulte que, pour la partie des engagements correspondant aux cotisations versées depuis cette date, le régime doit être considéré comme un plan à prestations définies. Cependant, le régime reste comptabilisé par le Groupe comme un régime à cotisations définies, en l'absence notamment de passif net matériel identifié. Une comparaison entre le rendement réalisé et le taux minimum garanti a été effectuée, et le sous-financement constaté n'est pas significatif au 31 décembre 2011.

La charge comptabilisée en 2011 au titre de ces régimes à cotisation définies s'élève à 16 millions d'euros.

18.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs. C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale. Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2011 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 78 millions d'euros.

18.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plan à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- ▶ Les États-Unis : le régime à prestations définies de United Water couvre le personnel du secteur régulé. Toutes les filiales américaines proposent un plan de type 401(k), plan à cotisations définies, à leur personnel ;
- ▶ L'Angleterre : la grande majorité des plans à prestations définies sont fermés aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraites du personnel des filiales d'International Power en Angleterre sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Ce régime est à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé aux nouveaux entrants. Un régime à cotisations définies a été mis en place pour ces nouveaux entrants. Pour les salariés présents avant le 1^{er} juin 2008, ces derniers continuent d'acquiescer des droits dans le cadre de ce plan ;
- ▶ L'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent un plan à contributions définies ;
- ▶ Le Brésil : Tractebel Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

18.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

18.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs) :

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- ▶ l'avantage en nature énergie ;
- ▶ les indemnités de fin de carrière ;
- ▶ les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- ▶ les indemnités de secours immédiat,

Avantages à long terme :

- ▶ les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- ▶ les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- ▶ les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé « Tarif Agent ».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de services au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, GDF SUEZ fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de GDF SUEZ et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit à la même population de l'électricité. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soule imputable aux agents de GDF SUEZ résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 1,7 milliard d'euros.



18.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.1.3 Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. Ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements, à l'exception de « l'allocation transitoire », qui est assimilable à une prime de fin de carrière, (égale à 3 mois de pension légale), qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

18.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

18.3 Plans à prestations définies

18.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), la juste valeur des actifs de couverture, et le coût éventuel des services antérieurs non comptabilisés. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement constatés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 31 DÉCEMBRE 2009	(3 862)	196	143
Différence de change	(32)	(0)	
Effet de périmètre et autres	94	(94)	
Pertes et gains actuariels	(523)	18	(5)
Charge de l'exercice	(445)	(4)	7
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14	1	1	
Cotisations/Prestations payées	405	6	(3)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	(4 362)	122	142
Différence de change	(7)	0	
Effet de périmètre et autres	(86)	(116)	
Pertes et gains actuariels	(752)	(0)	(17)
Charge de l'exercice	(525)	2	6
Plafonnement d'actifs/IFRIC 14		(0)	
Cotisations/Prestations payées	523	6	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(5 209)	13	128



Notes aux comptes consolidés

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes « autres actifs » non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève respectivement à 523 millions d'euros en 2011 et 449 millions d'euros en 2010. Les composantes de cette charge de

l'exercice relative aux régimes à prestations définis sont présentées dans la Note 18.3.4 « Composantes de la charge de l'exercice ».

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 615 millions d'euros au 31 décembre 2011, contre 892 millions d'euros au 31 décembre 2010.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Solde d'ouverture	892	376
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'exercice	723	516
SOLDE DE CLÔTURE	1 615	892

Le solde de clôture des écarts actuariels présentés ci-avant comprend les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour un montant de 30 millions d'euros de gain actuariel en 2011 et 11 millions d'euros de perte actuarielle en 2010. Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice présentés sur une ligne distincte de l'état sur les « autres éléments du résultat global » représentent une perte actuarielle de 752 millions d'euros en 2011 et une perte actuarielle de 500 millions d'euros en 2010. Cette perte

actuarielle nette de 500 millions d'euros en 2010 comprenait une perte actuarielle de 133 millions d'euros représentant l'impact de la loi portant la réforme des retraites en France publiée le 10 novembre 2010 au journal officiel. Le Groupe avait en effet considéré que les changements induits par ces mesures sur la dette actuarielle (recul de l'âge de départ à la retraite, allongement de la durée des cotisations) constituaient des changements d'hypothèses actuarielles.



NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

18.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couvertures

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe GDF SUEZ, leur évolution au cours des exercices concernés, ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2011				31 déc. 2010			
	Retraites ⁽²⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽³⁾	Avantages à long terme ⁽⁴⁾	Total	Retraites ⁽²⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽³⁾	Avantages à long terme ⁽⁴⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)	(5 502)	(1 659)	(465)	(7 626)
Coût normal	(249)	(59)	(51)	(359)	(212)	(24)	(39)	(274)
Intérêt sur la dette actuarielle	(318)	(96)	(23)	(437)	(293)	(81)	(22)	(396)
Cotisations versées	(16)			(16)	(11)			(11)
Modification de régime	3	(1)		2	(1)			(1)
Acquisitions/Cessions de filiales	(349)	(43)	(2)	(394)	(187)	2	1	(184)
Réductions/Cessions de régimes	19	1	1	21	208	1	1	209
Événements exceptionnels	(3)	(3)		(6)	41	(5)		35
Pertes et gains actuariels	(287)	(299)	3	(584)	(402)	(349)	(34)	(785)
Prestations payées	390	122	56	569	351	83	53	486
Autres (écarts de conversion)	(2)	(4)	1	(5)	(121)	(4)	(3)	(128)
Dettes actuarielles fin de période	A (6 942)	(2 418)	(524)	(9 884)	(6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	4 399	47	0	4 447	3 934	39	0	3 973
Rendement attendu des actifs de couverture	243	3		247	205	3		208
Pertes et gains actuariels	(157)	(9)		(166)	240	7		247
Cotisations perçues	318	24		342	262	21		283
Acquisitions/Cessions de filiales	191			191	188	(5)		184
Cessions de régimes	(2)			(2)	(198)			(198)
Prestations payées	(343)	(24)		(367)	(327)	(21)		(348)
Autres (écarts de conversion)	(3)	1		(2)	95	3		98
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 4 648	44	0	4 691	4 399	47	0	4 447
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (2 295)	(2 375)	(524)	(5 193)	(1 730)	(1 990)	(508)	(4 228)
Coûts des services passés non constatés	7	(8)		(1)		(11)		(11)
Plafonnement d'actifs ⁽¹⁾		(1)		(1)				0
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 288)	(2 384)	(524)	(5 195)	(1 730)	(2 001)	(508)	(4 239)
TOTAL PASSIF	(2 301)	(2 384)	(524)	(5 209)	(1 853)	(2 001)	(508)	(4 362)
TOTAL ACTIF	13			13	122	0		122

(1) Y compris compléments de provision résultant de l'application d'IFRIC 14.

(2) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(3) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(4) Médailles du travail et autres avantages à long terme.



Notes aux comptes consolidés

NOTE 18 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

Les variations de périmètre comptabilisées en 2011 concernent principalement l'acquisition d'International Power (165 millions d'euros).

Le montant enregistré en 2010 en « événements exceptionnels » concerne principalement l'impact de la reprise de provision constituée au titre de la clause de revoyure à fin 2005 et devenue sans objet.

18.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Juste valeur en début d'exercice	142	143
Rendement attendu des placements	6	7
Pertes et gains actuariels	(17)	(5)
Rendement réel	(11)	2
Cotisations employeurs	14	18
Cotisations employés	2	2
Acquisitions/Cessions hors business combination		
Réductions		
Prestations payées	(20)	(22)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	128	142

18.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2011 et 2010 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décompose comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Coûts des services rendus de la période	359	274
Intérêts sur actualisation	437	396
Rendement attendu des actifs de couverture	(246)	(208)
Pertes et gains actuariels *	(2)	34
Coûts des services passés	(12)	(1)
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(19)	(11)
Événements exceptionnels	6	(35)
TOTAL	523	449
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	333	261
Dont comptabilisés en résultat financier	191	188

* Sur avantages à long terme.



18.3.5 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, au moins égal aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les allocations de couverture et comportements d'investissement sont déterminés par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissement dans le cadre de contrats en unités de compte et, le cas échéant lorsqu'il s'agit de contrats en euros, garantit un taux de rendement sur les actifs. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

La seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum dans le cas des fonds en euros.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Coûts des services passés non constatés	Plafonnement d'actifs *	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(6 373)	4 464	(5)		(1 914)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(215)	227	(0)	(1)	10
Plans non financés	(3 297)		5		(3 292)
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(9 885)	4 691	(1)	(1)	(5 195)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 308)	4 086	(15)		(1 237)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(345)	361	(2)	(1)	14
Plans non financés	(3 023)	0	7		(3 016)
AU 31 DÉCEMBRE 2010	(8 676)	4 447	(10)	(1)	(4 239)

* Et provision complémentaire IFRIC 14.

L'allocation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Placements actions	29%	28%
Placements obligations	50%	52%
Immobilier	4%	3%
Autres (y compris monétaires)	17%	18%
TOTAL	100%	100%

18.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés sont présentés comme suit :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Taux d'actualisation des engagements	4,5%	4,8%	4,1%	4,8%	4,0%	4,8%	4,4%	4,8%
Taux d'augmentation des salaires	3,0%	3,0%	NA	NA	2,7%	2,7%	2,8%	2,8%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,8%	5,9%	7,2%	5,9%	NA	NA	5,9%	5,9%
Durée résiduelle de service	14 ans	13 ans	15 ans	15 ans	15 ans	15 ans	14 ans	13 ans

18.3.6.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux utilisés pour la zone euros correspondent à des taux 10, 15, 20 ans sur des Corporate AA dont la source est Bloomberg. Pour le Royaume-Uni, les taux utilisés sont extrapolés à partir de taux d'obligations d'État et du *spread* entre ces obligations et des obligations Corporate AA.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation des engagements d'environ 13%.

18.3.6.2 Taux de rendement attendu des actifs

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

À chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'état, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2011 s'est élevé à environ 5% en assurance de groupe et à + 2% en fonds de pension.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à - 1% pour 2011.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de +/- 1% du taux de rendement attendu des actifs de couverture entraînerait une variation de leur valeur d'environ 1%.

Le taux de rendement attendu moyen pondéré ventilé par catégorie d'actif est présenté dans le tableau suivant :

	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Placements actions	6,3%	7,1%
Placements obligations	3,4%	5,1%
Immobilier	5,3%	6,4%
Autres (y compris monétaires)	2,4%	2,6%
TOTAL	4,1%	5,9%



18.3.6.3 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation d'un point	Diminution d'un point
Effet sur les charges	5	(4)
Effet sur les engagements de retraites	56	(44)

18.3.7 Ajustements d'expérience

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011		31 déc. 2010		31 déc. 2009		31 déc. 2008		31 déc. 2007	
	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements	Retraites	Autres engagements
Dette actuarielle fin de période	(6 942)	(2 942)	(6 130)	(2 545)	(5 502)	(2 124)	(5 634)	(2 187)	(4 066)	(713)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	4 648	44	4 399	47	3 934	39	3 831	40	2 452	47
Surplus/déficit	(2 295)	(2 899)	(1 730)	(2 498)	(1 568)	(2 085)	(1 803)	(2 147)	(1 614)	(666)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	127	167	236	115	(5)	(15)	(95)	12	(12)	(62)
<i>en % du total</i>	- 2%	- 6%	- 4%	- 5%	0%	1%	2%	- 1%	0%	9%
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	(157)	(9)	250	7	176	2	528	12	(9)	1
<i>en % du total</i>	- 3%	- 20%	5%	15%	4%	6%	14%	29%	0%	3%

18.3.8 Répartition géographique des engagements nets

En 2011, la répartition géographique des principaux engagements et les hypothèses actuarielles par zone (taux moyens pondérés) sont les suivantes :

En millions d'euros	Zone Euro			Grande-Bretagne			USA			Reste du monde		
	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme
Engagements nets	(1 810)	(2 226)	(503)	(125)		(1)	(102)	(55)		(251)	(102)	(20)
Taux d'actualisation des engagements	3,9%	4,0%	3,9%	4,9%		4,8%	5,2%	5,3%		6,5%	4,5%	4,0%
Taux d'augmentation des salaires	2,7%		2,6%	4,3%			3,1%			3,5%		4,8%
Rendements attendus des actifs de couverture	5,1%			5,4%			7,2%	8,5%		7,8%		
Durée résiduelle de service (années)	15	16	16	20		15	13	14		9	14	12

18.3.9 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2012 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2012, des cotisations de l'ordre de 239 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 78 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

18.4 Plans à cotisations définies

En 2011, le Groupe a comptabilisé une charge de 122 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (113 millions d'euros en 2010). Ces cotisations sont présentées dans les « Charges de personnel » au compte de résultat.

NOTE 19 ACTIVITÉ EXPLORATION - PRODUCTION

19.1 Immobilisations d'Exploration - Production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité Exploration - Production se décomposent en trois catégories : les licences d'exploration production, présentées en tant qu'immobilisations

incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont présentées en tant qu'immobilisations corporelles dans l'état de situation financière.

<i>En millions d'euros</i>	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2009	778	1 420	5 827	8 025
Variations de périmètre				
Acquisitions	286	387	89	762
Cessions			(28)	(28)
Écarts de conversion	19	46	160	225
Autres	17	(1 422)	1 291	(114)
Au 31 décembre 2010	1 101	431	7 339	8 870
Variations de périmètre				
Acquisitions	30	377	263	670
Cessions				
Écarts de conversion	22	10	46	79
Autres	(3)	(121)	148	24
AU 31 DÉCEMBRE 2011	1 149	658	7 345	9 151
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
au 31 décembre 2009	(262)	(4)	(1 051)	(1 317)
Variation de périmètre				
Cession				
Amortissements et pertes de valeur	(85)		(745)	(830)
Écarts de conversion	(8)		(20)	(28)
Autres		4		4
Au 31 décembre 2010	(355)	0	(1 816)	(2 170)
Variation de périmètre				
Cession			165	165
Amortissements et pertes de valeur	(20)		(868)	(888)
Écarts de conversion	(7)		(19)	(26)
Autres		(3)	16	12
AU 31 DÉCEMBRE 2011	(382)	(3)	(2 522)	(2 907)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2010	746	432	5 523	6 700
AU 31 DÉCEMBRE 2011	767	655	4 823	6 244



Notes aux comptes consolidés

NOTE 19 ACTIVITÉ EXPLORATION - PRODUCTION

La ligne « acquisitions » de l'exercice 2011 comprend notamment l'acquisition d'une participation complémentaire dans le champ de Njord (112 millions d'euros), ainsi que les développements réalisés au cours de l'exercice notamment sur le champ de Gudrun

(145 millions d'euros) et sur la plateforme de Gjoa (96 millions d'euros) en Norvège.

La ligne « variation de périmètre » correspond à la cession d'EFOG.

19.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Valeur à l'ouverture	272	75
Variation de périmètre		
Coût d'exploration de la période pré-capitalisés	241	206
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(73)	(63)
Autres	(40)	54
VALEUR À LA CLÔTURE	400	272

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique « Autres actifs ».

19.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2011 et 2010 s'élèvent respectivement à 636 millions d'euros et 647 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne « investissements corporels et incorporels » du tableau de flux de trésorerie.



NOTE 20 CONTRATS DE LOCATION - FINANCEMENT

20.1 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent principalement les usines d'incinération de Novergie, certaines centrales électriques d'International Power et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

<i>En millions d'euros</i>	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2011		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2010	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	206	191	265	254
Au cours de la 2 ^e année et jusqu'à la 5 ^e y compris	737	631	695	649
Au-delà de la 5 ^e année	936	564	832	559
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	1 879	1 386	1 792	1 462

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 14.2.1), et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Total	1 ^{re} année	2 ^e à 5 ^e année	Au-delà de la 5 ^e année
Dettes de location-financement	1 389	139	489	761
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	489	66	248	175
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	1 879	206	737	936

20.2 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit

de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement au titre des centrales de cogénération destinées à Solvay (Belgique), Lanxess (Belgique), Bowin (Thaïlande), Saudi Aramco (Arabie Saoudite) et au titre de certaines centrales électriques d'International Power.



Notes aux comptes consolidés

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Paiements minimaux non actualisés	2 358	720
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	54	30
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	2 412	749
Produits financiers non acquis	816	163
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 596	587
• <i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	1 561	571
• <i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	35	15

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 14.1.2 « Prêts et créances au coût amorti ».

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Au cours de la 1 ^{re} année	202	141
De la 2 ^e à la 5 ^e année	788	298
Au-delà de la 5 ^e année	1 368	280
TOTAL	2 358	720

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

21.1 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement des méthaniers ainsi que divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2011 et 2010 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Loyers minimaux	(1 047)	(831)
Loyers conditionnels	(165)	(93)
Revenus de sous-location	58	19
Charges de sous-location	(93)	(97)
Autres charges locatives	(179)	(231)
TOTAL	(1 425)	(1 232)

Les paiements minimaux futurs à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Au cours de la 1 ^{re} année	812	696
De la 2 ^e à la 5 ^e année	1 950	1 715
Au-delà de la 5 ^e année	1 867	1 606
TOTAL	4 629	4 017

21.2 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17 et concernent essentiellement des centrales électriques exploitées par International Power.

Les revenus locatifs des exercices 2011 et 2010 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Loyers minimaux	889	767
Loyers conditionnels	18	12
TOTAL	906	779

Ces revenus locatifs sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

Les paiements minimaux futurs à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Au cours de la 1 ^{re} année	724	554
De la 2 ^e à la 5 ^e année	2 475	2 037
Au-delà de la 5 ^e année	1 960	1 999
TOTAL	5 159	4 590

NOTE 22 CONTRATS DE CONCESSION

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

L'interprétation IFRIC 12 publiée en novembre 2006 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession, répondant à certains critères, pour lesquels il est estimé que le concédant contrôle l'infrastructure (Cf. Note 1.5.7).

Comme précisé dans SIC 29 un accord de concession de services implique généralement le transfert par le concédant au concessionnaire, pour toute la durée de la concession :

- (a) du droit d'offrir des services permettant au public d'avoir accès à des prestations économiques et sociales majeures ; et
 - (b) dans certains cas, du droit d'utiliser des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et/ou des actifs financiers spécifiés ;
- en échange de l'engagement par le concessionnaire
- (c) d'offrir des services conformément à certains termes et conditions pendant la durée de la concession ; et
 - (d) s'il y a lieu, de restituer en fin de concession, les droits reçus au début de la concession et/ou acquis pendant la durée de la concession.

La caractéristique commune à tous les accords de concession de services est le fait que le concessionnaire à la fois reçoit un droit et contracte une obligation d'offrir des services publics.

Le Groupe gère un grand nombre de contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution de gaz et d'électricité.

Ces contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public en particulier l'obligation de permettre l'accès au service public aux usagers, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier. La durée des contrats de concession varie entre 10 et 65 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante (activités d'incinération et BOT d'assainissement essentiellement) soit aux usagers (activités de distribution d'eau potable, de gaz et d'électricité). Ce droit se matérialise, soit par un actif incorporel, soit par une créance, soit par un actif corporel selon le modèle comptable applicable (se reporter à la Note 1.5.7).

Le modèle corporel est utilisé quand le concédant ne contrôle pas l'infrastructure comme, par exemple, les contrats de concession de distribution d'eau aux États-Unis qui ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de GDF SUEZ ou en France, les contrats de concession de distribution de gaz naturel qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Il existe également une obligation générale de remise en bon état en fin de contrat des infrastructures du domaine concédé. Cette obligation se traduit le cas échéant (se reporter à la Note 1.5.7) par la constitution d'un passif de renouvellement.

En général, le tarif auquel le service est facturé est fixé et indexé pour toute la durée du contrat. Des clauses de révisions périodiques (généralement quinquennales) sont néanmoins prévues en cas de modification des conditions économiques initialement prévues au moment de la signature des contrats. Par exception, dans certains pays (États-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon les montants des dépenses effectuées au titre du contrat qui sont alors reconnues à l'actif (se reporter à la Note 1.5.7). En France, pour la distribution de gaz naturel, les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz dits ATRD sont fixés par arrêté ministériel après formulation d'un avis de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Le tarif est notamment élaboré à partir des charges de capital qui comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation des actifs exploités par le Groupe appelée Base d'Actifs Régulée (la BAR) selon les règles de durée d'amortissement et de taux de rémunération de capital investi fixé par la CRE. La BAR comprend essentiellement les conduites et branchements amortis sur une période de 45 ans.



NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2011	31 déc. 2010
Plans de stock-options	23.1	41	57
Augmentation de capital réservée aux salariés	23.2	3	34
Share Appreciation Rights *	23.2	5	(4)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	86	34
Prime exceptionnelle		-	(3)
Autres plans du Groupe	23.3.5	12	-
TOTAL		145	119

* Emis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

23.1 Plans de stock-options

Plans de stock-options GDF SUEZ

En 2011, comme en 2010, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'actions GDF SUEZ.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs à 2010 sont décrits dans les précédents Documents de référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

Plans de stock-options SUEZ Environnement Company

En 2011, le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de référence de SUEZ Environnement Company.



Notes aux comptes consolidés

NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

23.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur

PLANS GDF SUEZ

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté (en euros)	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif ⁽²⁾	Solde à lever au 31/12/2010	Levées ⁽³⁾	Annulations	Solde à lever au 31/12/2011	Date d'expiration	Durée de vie restante
28/11/2001	04/05/2001	28/11/2005	30,7	3 160	1 784 447	5 682 343		5 682 343	0	28/11/2011	
20/11/2002 ⁽¹⁾	04/05/2001	20/11/2006	15,7	2 528	1 327 819	1 780 240	152 235	10 668	1 617 337	19/11/2012	0,9
19/11/2003	04/05/2001	19/11/2007	12,4	2 069	1 263 500	1 591 168	1 447 520	143 648	0	18/11/2011	
17/11/2004 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/11/2008	16,8	2 229	1 302 000	5 459 192	371 676	25 116	5 062 400	16/11/2012	0,9
09/12/2005 ⁽¹⁾	27/04/2004	09/12/2009	22,8	2 251	1 352 000	6 071 401	369 020	11 249	5 691 132	08/12/2013	1,9
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 763 617		21 960	5 741 657	16/01/2015	3,0
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 493 070		20 856	4 472 214	13/11/2015	3,9
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 375 900		41 646	6 334 254	11/11/2016	4,9
10/11/2009	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	0	5 121 406		32 407	5 088 999	09/11/2017	5,9

TOTAL **11 666 766** **42 338 337** **2 340 451** **5 989 893** **34 007 993**

Dont :

Plans d'options d'achat d'actions	11 497 306	0	74 053	11 423 253
Plans de souscriptions d'actions	30 841 031	2 340 451	5 915 840	22 584 740

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2011.

(2) Correspondant, à l'époque de l'attribution, pour les exercices 2000 et 2001 au Comité de Direction.

(3) Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

Les plans de stock-options pris en compte dans le calcul du résultat dilué par action 2011 (cf. Note 8 « Résultat par action ») correspondent aux plans dont le prix d'exercice est inférieur au cours moyen annuel 2011 de l'action GDF SUEZ soit 24,2 euros.

PLANS SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice	Solde à lever au 31/12/2010	Levées *	Octroyées	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2011	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/12/2009	26/05/2009	17/12/2013	15,49	3 434 448	0	0	18 558	3 415 890	16/12/2017	6,0
16/12/2010	26/05/2009	16/12/2014	14,20	2 944 200	0	0	23 700	2 920 500	15/12/2018	7,0

TOTAL **6 378 648** **0** **0** **42 258** **6 336 390**

* Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.



23.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2010	42 338 337	28,6
Options octroyées		
Options exercées	- 2 340 451	15,0
Options annulées	- 5 989 893	30,2
Solde au 31 décembre 2011	34 007 993	29,2

23.1.3 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans du Groupe est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de turnover de 5% :

Date d'attribution	Émetteur	Juste valeur unitaire * (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2011	31 déc. 2010
17 janvier 2007	GDF SUEZ	12,3	1	17
14 novembre 2007	GDF SUEZ	15,0	14	16
12 novembre 2008	GDF SUEZ	9,3	14	14
10 novembre 2009	GDF SUEZ	6,0	8	8
17 décembre 2009	SUEZ Environnement Company	3,3	3	3
16 décembre 2010	SUEZ Environnement Company	2,9	2	0
TOTAL			41	57

* Le cas échéant, valeur moyenne pondérée entre plan avec et sans condition de performance.

23.1.4 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR aux salariés américains en 2007, 2008 et 2009, en remplacement des stock-options, a un impact non significatif sur les comptes du Groupe.

23.2 Augmentation de capital réservée aux salariés

23.2.1 Description des formules proposées par GDF SUEZ

En 2010, les salariés du Groupe ont pu souscrire à des augmentations de capital GDF SUEZ réservées au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommé « LINK 2010 ». Ces souscriptions ont été réalisées au moyen des formules suivantes :

- ▶ Link Classique : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, des actions à un prix décoté par rapport au cours de Bourse ;
- ▶ Link Multiple : formule permettant aux salariés de souscrire, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions leur permettant en outre de participer, à l'échéance de

la durée de blocage de leurs avoirs, à la performance positive de l'action du Groupe (effet de levier) ;

- ▶ Share Appreciation Rights (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié, en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des warrants.

23.2.2 Impacts comptables

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital GDF SUEZ réservée aux salariés en 2011. Les seuls impacts sur le résultat 2011 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés proviennent des SAR, au titre desquels une charge de 5 millions d'euros a été comptabilisée (y compris couverture par des warrants).

En 2010, le Groupe a comptabilisé une charge de 34 millions d'euros au titre des 24,2 millions d'actions souscrites et des 0,5 million d'actions offertes en abondement dans le cadre du plan LINK 2010. L'impact résultat des SAR (y compris couverture par des warrants) attribués dans le cadre du plan LINK 2010 était un produit de 7 millions d'euros.

23.2.3 Augmentation de capital réservée aux salariés de SUEZ Environnement

En 2011, SUEZ Environnement a lancé *Sharing*, sa première augmentation de capital réservée aux salariés du Groupe. Deux formules étaient proposées :

- ▶ une formule dite « Classique » avec décote et abondement, dans laquelle le souscripteur est exposé aux variations du cours de l'action. En France, les salariés ont bénéficié d'un abondement dans le cadre du plan d'épargne. À l'international, l'abondement a pris la forme d'une attribution gratuite d'actions. Au Royaume-Uni, à titre alternatif, un *Share Incentive Plan* (SIP) a été mis en œuvre, permettant aux salariés de souscrire au prix le plus bas entre le cours de l'action du 3 octobre 2011 et celui du 7 décembre 2011, tout en bénéficiant d'un abondement ;
- ▶ une formule « Multiple » permettant aux salariés de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel ainsi que d'un prix de souscription décoté. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum. Aux États-Unis et en Suède, la formule Multiple a été adaptée en fonction de la législation locale et est réalisée par un mécanisme alternatif de « Stock Appreciation Rights ».

L'abondement offert au titre de la formule « Classique » était calculé selon la formule suivante :

- ▶ pour les 15 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action offerte pour 1 action souscrite ;
- ▶ à partir de la 16^e action souscrite, l'abondement était de 1 action offerte pour 2 actions souscrites ;
- ▶ l'abondement total était plafonné à un maximum de 30 actions pour 45 actions souscrites.

La charge comptabilisée au titre de *Sharing* s'élève à 2 millions d'euros.

23.3 Actions gratuites et actions de performance

23.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2011

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 13 janvier 2011

Le Conseil d'Administration du 13 janvier 2011 a approuvé l'attribution de 3 426 186 actions de performance aux cadres dirigeants et supérieurs du Groupe. Ce plan se décompose en deux tranches :

- ▶ des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2014, suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans des titres acquis ; et
- ▶ des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2015.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de diverses conditions :

- ▶ instruments à condition simple : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2013 ;
- ▶ instruments à condition double : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2013 et à une condition de marché portant sur le *Total Share Return* (TSR) du titre GDF SUEZ par rapport à celui de l'indice Eurostoxx Utilities ;
- ▶ instruments à condition triple : actions de performance soumises à des conditions de performance internes portant sur les niveaux d'EBITDA et de ROCE du Groupe en 2013 et à une condition de marché portant sur l'évolution du cours de Bourse du titre GDF SUEZ par rapport à l'évolution de l'indice Eurostoxx Utilities.

Plan d'actions gratuites GDF SUEZ du 22 juin 2011

Le Conseil d'Administration du 22 juin 2011 a décidé d'attribuer un nouveau Plan d'Attribution Gratuite d'Actions (PAGA) au bénéfice des salariés du Groupe au titre de l'année 2011. Ce plan prévoit l'attribution gratuite de 4,2 millions d'actions GDF SUEZ aux salariés du Groupe, sous conditions suivantes :

- ▶ une condition de présence (à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité) au sein du Groupe le 30 avril 2013 ;
- ▶ une période d'acquisition des droits de deux ou quatre ans selon les pays ;
- ▶ une période de durée de conservation obligatoire des actions de deux à trois ans à compter de la date d'acquisition définitive (du 23 juin 2013) dans certains pays.

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 6 décembre 2011

Le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a approuvé l'attribution de 2 996 920 actions de performance aux cadres dirigeants et supérieurs du Groupe. Ce plan se décompose en deux tranches :

- ▶ des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2015, suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans des titres acquis ; et
- ▶ des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2016.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de diverses conditions :

- ▶ instruments à condition simple : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2014 ;
- ▶ instruments à condition double : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2014 et à une condition de marché portant sur le *Total Share Return* (TSR) du titre GDF SUEZ par rapport à celui de l'indice Euro stoxx Utilities.



23.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites et de performance

La juste valeur des actions de performance GDF SUEZ a été calculée en application de la méthode décrite dans la Note 1 des États

financiers consolidés au 31 décembre 2011 (cf. Note 1.5.14.2). Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués en 2011.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Taux de dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité (en €/action)	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
13 janvier 2011	14 mars 2014	15 mars 2016	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,0	non	22,7 €
13 janvier 2011	14 mars 2014	15 mars 2016	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,0	oui	17,6 €
13 janvier 2011	14 mars 2015	14 mars 2015	28,2 €	5,5%	5,8%	0,0	non	22,4 €
13 janvier 2011	14 mars 2015	14 mars 2015	28,2 €	5,5%	5,8%	0,0	oui	17,3 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 13 janvier 2011								18,1 €
2 mars 2011	14 mars 2013	14 mars 2015	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,3	non	23,9 €
2 mars 2011	14 mars 2014	14 mars 2016	28,2 €	5,5%	5,8%	- 1,0	non	23,0 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 2 mars 2011								23,3 €
22 juin 2011	23 juin 2013	23 juin 2015	24,6 €	6,0%	5,8%	- 1,2	non	20,6 €
22 juin 2011	23 juin 2013	23 juin 2016	24,6 €	6,0%	5,8%	- 2,5	non	19,3 €
22 juin 2011	23 juin 2013	31 décembre 2015	24,6 €	6,0%	5,8%	- 3,0	non	18,8 €
22 juin 2011	23 juin 2015	23 juin 2015	24,6 €	6,0%	5,8%	0,0	non	19,3 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 22 juin 2011								20,0 €
6 décembre 2011	15 mars 2016	15 mars 2016	21,0 €	6,0%	7,6%	0,0	non	16,3 €
6 décembre 2011	15 mars 2016	15 mars 2016	21,0 €	6,0%	7,6%	0,0	oui	9,9 €
6 décembre 2011	15 mars 2015	15 mars 2017	21,0 €	6,0%	7,6%	- 1,4	non	15,9 €
6 décembre 2011	15 mars 2015	15 mars 2017	21,0 €	6,0%	7,6%	- 1,4	oui	9,6 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 6 décembre 2011								11,3 €

23.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés

sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture. Les réductions de volume opérées en 2011 au titre de la non-atteinte de conditions de performance sont non significatives.



23.3.4 Plans en vigueur au 31 décembre 2011 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

Date d'attribution	Volume attribué ⁽¹⁾	Juste valeur unitaire ⁽²⁾ (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2011	31 déc. 2010
Plans en titres GDF SUEZ				
<i>Plans d'actions gratuites</i>				
Plan GDF juin 2007	1 539 009	33,4		
Plan SUEZ juillet 2007	2 175 000	37,8	5	9
Plan Spring août 2007	193 686	32,1	1	1
Plan GDF mai 2008	1 586 906	40,3	-	(8)
Plan SUEZ juin 2008	2 372 941	39,0	6	(4)
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	15	26
Plan Link août 2010	207 947	19,4	1	0
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20,0	16	
<i>Plans d'actions de performance</i>				
Plan SUEZ février 2007	989 559	36,0		
Plan SUEZ novembre 2007	1 244 979	42,4	-	(14)
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	(1)	(3)
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	12	15
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	3	3
Plan Uni-T mars 2010	51 112	21,5	0	0
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18,1	17	
Plan Uni-T mars 2011	57 337	23,3	0	
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11,3	1	
Plans en titres SUEZ Environnement Company				
Plan SUEZ Environnement juillet 2009	2 040 810	9,6	5	7
Plan SUEZ Environnement décembre 2009	173 852	12,3	1	1
Plan SUEZ Environnement décembre 2010	829 080	10,8	3	0
			86	34

(1) Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

(2) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

23.3.5 Plans d'actions de performance d'International Power

International Power a modifié ses plans d'actions de performance préalablement à la date de prise de contrôle par le groupe GDF SUEZ. Les plans 2008, 2009 et 2010 ont ainsi été annulés par anticipation et les bénéficiaires ont reçu en contrepartie un paiement en numéraire de 24 millions d'euros réglé postérieurement à la date d'acquisition. Un passif de 24 millions

d'euros étant comptabilisé dans l'état de situation financière d'International Power à la date d'acquisition, aucune charge n'a été constatée relativement à ces plans d'actions de performance dans le compte de résultat du Groupe en 2011.

Les impacts relatifs aux actions de performance attribuées en mars 2011 aux dirigeants et cadres supérieurs d'International Power sont non significatifs.



NOTE 24 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de la présente note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 25 « Rémunération des dirigeants ».

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la Note 28 « Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2011 ». Les principales entreprises associées et co-entreprises sont listées respectivement dans la Note 12 « Participations dans les entreprises associées » et la Note 13 « Participations dans les co-entreprises ». Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

24.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

24.1.1 Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 36,0% du capital de GDF SUEZ ainsi que six représentants sur vingt deux au Conseil d'Administration.

L'État dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions de GDF SUEZ s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Un nouveau Contrat de service public précisant leur mise en œuvre a été signé le 23 décembre 2009, confortant les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- au titre de ses missions de service public, le Groupe renforce ses engagements en matière de sécurité des biens et des personnes,

de solidarité et de prise en charge des clients démunis, et de développement durable et de recherche ;

- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat s'accompagne de la publication d'un décret qui redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. L'ensemble de ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés, en prévoyant notamment leur évolution en fonction des coûts engagés, et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France ainsi que sur les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés. Les éléments tarifaires sont fixés par des arrêtés ministériels.

24.1.2 Relation avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités ERDF SA, filiale de EDF SA, et GrDF SA, filiale de GDF SUEZ SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

24.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Electriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 « Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme ».

24.3 Transactions avec les co-entreprises ou sociétés associées

24.3.1 Co-entreprises

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières	Engagements et garanties donnés
SPP Group	125	133				2		
Eco Electrica		107						
Tirreno Power	269	74		38		55		
WSW Energie und Wasser	105	92		5	6	6		
EFOG	381		1					
Energia Sustentavel Do Brasil							348	1 366
Autres	443	446	(19)	207	722	72	83	693
TOTAL	1 323	852	(18)	250	728	135	431	2 059

EFOG (Royaume-Uni)

Le Groupe a cédé sa participation de 22,5% dans EFOG le 31 décembre 2011 (cf. Note 2 « Variations de périmètre »).

En 2011, le Groupe a acheté à EFOG du gaz pour un montant de 381 millions d'euros contre 257 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Par ailleurs, dans le cadre de sa politique de centralisation des excédents de trésorerie, le Groupe a reçu d'EFOG des avances de trésorerie dont le solde s'élevait à 115 millions d'euros au 31 décembre 2010. Au 31 décembre 2011, la dette financière du Groupe vis-à-vis d'EFOG a été reprise par le groupe Total dans le cadre de la cession de la participation du Groupe dans EFOG.

Groupe AceaElectrabel (Italie)

Le Groupe et Acea ont mis fin à leur partenariat dans les activités Énergie en Italie lors du 1^{er} trimestre 2011. Dans ce cadre, comme indiqué en Note 2 « Principales variations de périmètre », le Groupe a pris le contrôle de certaines entités tandis qu'il a cédé la société de commercialisation AceaElectrabel Elettricità et certains actifs de production électriques à Acea. Seule la société Tirreno Power, qui est détenue conjointement avec GDF SUEZ Energia Italia, demeure consolidée par intégration proportionnelle.

Les ventes d'électricité entre le groupe et Tirreno Power s'élèvent à 269 millions d'euros en 2011.

Au 31 décembre 2010, les prêts accordés par le Groupe au groupe Acea s'élevaient à 349 millions d'euros. Les ventes de gaz et d'électricité au groupe AceaElectrabel s'étaient élevées à 100 millions d'euros.

Groupe SPP (Slovaquie)

GDF SUEZ détient 24,5% du groupe SPP.

Les ventes de gaz naturel et autres prestations de service facturées au groupe SPP se sont élevées respectivement à 133 millions d'euros en 2011 et 125 millions d'euros en 2010.

Les achats de gaz naturel et d'autres prestations auprès de SPP se sont élevées respectivement à 125 millions d'euros en 2011 et 124 millions d'euros en 2010.

Les créances clients et dettes fournisseurs du Groupe à l'égard du groupe SPP ne sont pas significatifs au 31 décembre 2011 (contre 22 et 25 millions d'euros au 31 décembre 2010).

Eco Electrica (Porto Rico)

GDF SUEZ détient 24,4% du capital de la société Eco Electrica. Le pourcentage de contrôle s'élève à 50%.

Les ventes de gaz naturel facturées à Eco Electrica se sont élevées à 107 millions d'euros en 2011.

WSW Energie und Wasser (Allemagne)

GDF SUEZ détient 33,1% du capital de la société WSW Energie und Wasser. Le pourcentage de contrôle s'élève à 33,1%. Les ventes et achats d'électricité entre le Groupe et WSW Energie und Wasser se sont élevés respectivement à 92 millions d'euros et 105 millions d'euros en 2011.

Energia Sustentavel Do Brasil (Brésil)

GDF SUEZ détient 34,9 % du capital de la société Energia Sustentavel do Brasil. Le pourcentage de contrôle du Groupe dans cette entité s'élève à 50,1 %.

Ce consortium a été créé en 2008 dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau d'une capacité de 3 450 MW.

Energia Sustentavel Do Brasil a procédé à une augmentation de capital en 2011. Le capital souscrit restant à libérer par le Groupe s'élève à 348 millions d'euros au 31 décembre 2011.

En 2009, la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, a accordé un prêt de 7 milliards de BRL (approximativement 3 milliards d'euros) à Energia Sustentavel do Brasil. Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium.



24.3.2 Sociétés associées

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Engagements et garanties donnés
Intercommunales	1 427	47	7	111	406
Contassur			128		
Entités projets d'International Power au Moyen Orient		400	23	124	657
Paiton		19	9	136	

Sociétés Intercommunales

Les sociétés Intercommunales mixtes bruxelloises, flamandes et wallonnes assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Depuis le 30 juin 2011, suite aux différentes opérations et événements intervenus au cours du 1^{er} semestre 2011 (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), le Groupe n'exerce plus d'influence notable sur les sociétés intercommunales mixtes flamandes et comptabilise désormais sa participation en tant que « Titres disponibles à la vente ». En conséquence, les transactions avec les sociétés Intercommunales mixtes mentionnées dans cette note ne comprennent plus, à compter du 30 juin 2011, les transactions réalisées avec les Intercommunales flamandes.

Electrabel a accordé aux sociétés Intercommunales des avances de trésorerie dont le solde s'élève à 111 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 123 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Electrabel Customer Solutions (ECS) paie des coûts de transport pour l'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité aux sociétés Intercommunales pour un montant de 1 394 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 2 012 millions d'euros au 31 décembre 2010. Les dettes fournisseurs et les créances clients relatives aux services de fourniture de gaz et d'électricité du Groupe envers les sociétés Intercommunales mixtes ne sont pas significatives.

Electrabel garantit à hauteur de 406 millions d'euros les emprunts contractés par les intercommunales mixtes Wallonnes dans le cadre de financement des réductions des fonds propres.

Contassur

Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur est détenue par Electrabel à hauteur de 15%.

Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité.

Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'« autres actifs » dans l'état de situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 128 millions d'euros au 31 décembre 2011 contre 142 millions d'euros au 31 décembre 2010.

Sociétés projets d'International Power au Moyen Orient

Ces sociétés projets au Moyen-Orient détiennent et exploitent des centrales de production électriques et des usines de dessalement d'eau de mer.

Les ventes du Groupe vers ces sociétés s'élèvent à 400 millions d'euros au 31 décembre 2011, et concernent des ventes d'électricité, de gaz et des prestations de service.

Les prêts accordés par le Groupe à ces sociétés projets au Moyen-Orient s'élèvent à 124 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les garanties données par le Groupe à ces entités s'élèvent à 657 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Paiton

Le Groupe détient 28,2% du capital de Paiton. Le pourcentage de contrôle du Groupe est de 44,7%.

Les prêts accordés par le Groupe à Paiton s'élèvent à 136 millions d'euros au 31 décembre 2011.

NOTE 25 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les Administrateurs. Le Comité Exécutif a été élargi de 18 à 27 membres au cours de l'année 2011.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2011	31 déc. 2010
Avantages à court terme	39	33
Avantages postérieurs à l'emploi	6	4
Paievements sur base d'actions	12	17
Indemnités de fin de contrat	3	2
TOTAL	60	56

NOTE 26 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, présentés ci-après, sont comptabilisés en tant que passifs ou constituant, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Le montant des provisions sur litiges au 31 décembre 2011 s'élève à 763 millions d'euros (contre 638 millions d'euros au 31 décembre 2010).

26.1 Litiges et arbitrages

26.1.1 Electrabel – État de Hongrie

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a engagé auprès du Centre International de Règlement des Différends sur les Investissements (CIRDI) une procédure d'arbitrage international contre la Hongrie pour manquement par la Hongrie à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'Énergie. Le différend portait initialement essentiellement sur les tarifs d'électricité établis dans le cadre d'un contrat long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 entre la société d'exploitation de la centrale électrique de Dunamenti (dans laquelle Electrabel détient une participation de 74,82%) et MVM (société contrôlée par l'État hongrois) ainsi que sur les allocations des droits d'émission de CO₂ dans le pays. L'audience arbitrale s'est tenue au mois de février 2010 et les arbitres se prononceront sur la question des responsabilités.

À la suite (i) de la décision prise par la Commission européenne, le 4 juin 2008, de qualifier d'aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité/CE, les contrats d'achat à long terme d'électricité en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union européenne (au nombre desquels figurait le contrat conclu entre Dunamenti et MVM) et (ii) de la décision subséquente prise par la Hongrie de résilier ces contrats, Electrabel a étendu sa demande aux fins d'obtenir réparation du dommage subi du chef de cette résiliation. La Commission européenne a approuvé au mois d'avril 2010, la méthode et les principes de détermination du montant de l'aide d'État et des coûts échoués (*stranded costs*) élaborée par les autorités hongroises. À la suite de cette approbation, les autorités hongroises ont adopté à la fin du mois d'avril 2010 un arrêté d'exécution mettant en œuvre cette méthode et ces principes (voir aussi Note 26.2.4 « Concurrence et concentrations/Contrats à long terme en Hongrie »).

Par ailleurs, la Commission européenne a sollicité, le 13 août 2008, et obtenu l'autorisation du tribunal arbitral d'intervenir dans la procédure d'arbitrage en qualité de partie non contestante. Cette intervention s'est limitée au dépôt d'un mémoire.

26.1.2 Slovak Gas Holding

Slovak Gas Holding (ci-après SGH) est détenue à parts égales par GDF SUEZ et E.ON Ruhrgas AG et détient une participation de 49% dans Slovenský Plynárenský Priemysel, a.s. (ci-après SPP), le solde étant détenu par la République Slovaque par l'intermédiaire de la *National Property Fund*.

En novembre 2008, SGH a notifié à la République Slovaque un avis de différend (*notice of dispute*) fondé sur le Traité de la Charte de l'Énergie ainsi que sur les Traités bilatéraux conclus entre la République Slovaque et la République Tchèque d'une part et les Pays-Bas d'autre part. Cet avis de différend est une condition nécessaire à l'engagement d'une procédure d'arbitrage international fondé sur les traités précités et a pour objet d'ouvrir une période informelle de négociation devant permettre aux parties de régler à l'amiable leur différend. À la suite des négociations engagées et des résultats obtenus, l'avis de différend a été révisé et complété le 28 décembre 2010. Il porte désormais principalement sur des pertes subies par SPP au cours des années 2008 à 2011 à la suite du refus du régulateur de définir le tarif en fonction des coûts réels encourus et d'une marge raisonnable de profit.

Les négociations ont 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 »). Elles se poursuivent sur d'autres points litigieux.

26.1.3 OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR) lancée par SUEZ en juin 2007 sur les actions de sa filiale Electrabel qu'elle ne détenait pas encore, Deminor et deux autres fonds ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'appel de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel tendant à obtenir un complément de prix. La Cour d'appel a déclaré la demande non fondée par arrêt du 1^{er} décembre 2008.

Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a, par arrêt du 27 juin 2011, prononcé la cassation. Il appartient à Deminor et consorts d'assigner la FSMA (Autorité belge des services et marchés financiers, anciennement dénommée Commission bancaire, financière et des assurances) et GDF SUEZ devant la Cour d'Appel de Bruxelles dans une composition différente.

MM. Geenen et consorts ont initié une procédure semblable, la Cour d'appel de Bruxelles ayant cependant rejeté la demande pour nullité de l'acte introductif d'instance. La demande a été réintroduite, cependant sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA. La Cour, par un arrêt en date du 24 décembre 2009 a rejeté la demande Geenen pour des motifs d'ordre procédural.

M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010. La procédure est en cours.

26.1.4 AES Energia Cartagena

GDF SUEZ est partie à une procédure d'arbitrage devant la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale (ICC) intentée en septembre 2009 par AES Energia Cartagena au titre de l'*Energy Agreement* en date du 5 avril 2002 en vertu duquel AES Energia Cartagena convertit, dans la centrale électrique à cycle combiné située à Carthagène en Espagne, le gaz fourni par GDF SUEZ en électricité.

L'arbitrage porte sur la prise en charge passée et future, par l'une ou l'autre des parties, de divers coûts et dépenses liés à la centrale, en particulier au titre de certificats d'émission de CO₂, d'impôts fonciers et de subventions sociales. La procédure d'arbitrage s'est tenue à Londres et est arrivée à son terme et les parties ont été informées le 21 octobre 2011 qu'un projet de sentence avait été

rendu par les arbitres, lequel projet doit maintenant être soumis à un contrôle interne (essentiellement de forme) de l'ICC.

Le 20 octobre 2011, les parties ont toutefois signé un accord de règlement à l'amiable de leur différend. Cet accord est soumis à certaines conditions suspensives dont la date de réalisation était initialement fixée au 31 décembre 2011 laquelle a finalement été reportée au 17 février 2012. Les conditions suspensives ont été réalisées le 31 janvier 2012 et le closing est fixé au 9 février 2012. Dans l'intervalle, la procédure d'arbitrage a été suspendue.

26.1.5 Argentine

En Argentine, les tarifs applicables aux contrats de concession ont été bloqués par une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes (Loi d'Urgence) en janvier 2002 empêchant ainsi l'application des clauses contractuelles d'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain.

En 2003, SUEZ – désormais GDF SUEZ – et ses co-actionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé des procédures d'arbitrage contre l'État argentin en sa qualité de concédant, dans le but de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le Centre International pour le Règlement des Différends relatifs aux Investissements (CIRDI) conformément aux traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements.

Ces procédures d'arbitrage CIRDI visent à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, suite aux mesures adoptées par l'Argentine après la promulgation de la Loi d'Urgence susmentionnée. Le CIRDI a reconnu sa compétence pour statuer dans les deux affaires en 2006. Les audiences ont eu lieu dans le courant de l'année 2007 pour les deux arbitrages. Parallèlement aux procédures CIRDI, les sociétés concessionnaires Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe se sont vues contraintes d'entamer des procédures de résiliation de leur contrat de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la Loi d'Urgence, la société Aguas Provinciales de Santa Fe a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, la société Aguas Argentinas a demandé à bénéficier du Concurso Preventivo (comparable à la procédure française de redressement judiciaire). Dans le cadre de cette procédure de redressement judiciaire, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible de la société Aguas Argentinas a reçu l'approbation des créanciers et a été homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008. Le règlement du passif est en cours. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif (soit l'équivalent d'environ 40 millions de dollars américains) lors de l'homologation et un second paiement de 20% en cas d'indemnisation par l'État argentin. GDF SUEZ et Agbar, en tant qu'actionnaires de contrôle, ont décidé d'aider financièrement Aguas Argentinas à faire face à ce premier paiement et ont versé respectivement, lors de l'homologation, les sommes de 6,1 et 3,8 millions de dollars américains.

Pour mémoire, SUEZ et SUEZ Environnement ont – préalablement à la fusion de SUEZ avec Gaz de France et à l'introduction en Bourse de SUEZ Environnement Company – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ Environnement des

droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI a reconnu la responsabilité de l'État argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

L'expert devrait remettre ses conclusions en 2012.

26.1.6 United Water – Lake DeForest

En mars 2008, certains riverains de la rivière Hackensack dans le comté de Rockland (État de New York) ont déposé auprès de la cour suprême de l'État de New York une réclamation d'un montant total de 66 millions de dollars américains (ultérieurement porté à 130) à l'encontre de United Water (groupe SUEZ Environnement) à la suite d'inondations consécutives à des pluies torrentielles.

Ces riverains allèguent un défaut d'entretien du réservoir et du barrage de Lake DeForest attenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont United Water est l'opérateur se déversant en amont du barrage, les riverains, pourtant situés en zone inondable, réclament à l'encontre de United Water des dommages et intérêts compensatoires d'un montant de 65 millions de dollars américains ainsi que des dommages et intérêts punitifs d'un montant équivalent alléguant une négligence dans l'entretien du barrage et du réservoir de Lake DeForest.

La société United Water estime ne pas être responsable des inondations ni de l'entretien du barrage et du réservoir et que les plaintes ne devraient pas pouvoir prospérer. United Water a déposé une motion to dismiss en juillet 2009 visant à faire juger qu'elle n'avait pas l'obligation d'exploiter le barrage en tant qu'ouvrage de prévention des inondations. Le rejet de cette demande prononcé le 27 août 2009 a été confirmé le 1^{er} juin 2010. United Water a interjeté appel de cette dernière décision. Une décision sur le fond est attendue vers la fin du premier semestre 2012.

La demande de dommages et intérêts punitifs introduite par les riverains à l'encontre de la société United Water a été définitivement rejetée le 31 mai 2011.

26.1.7 Novergie

Novergie Centre Est (groupe SUEZ Environnement) exploitait une usine d'incinération de déchets ménagers à Gilly-sur-Isère à côté d'Albertville (Savoie), construite en 1984 et appartenant à la société d'économie mixte SIMIGEDA (syndicat intercommunal mixte de gestion des déchets du secteur d'Albertville). En 2001, des taux élevés de dioxyde de carbone ont été relevés à proximité de l'usine d'incinération et le Préfet de Savoie a ordonné la fermeture de l'usine en octobre 2001.

Des plaintes avec constitution de partie civile furent déposées en mars 2002 contre notamment le Président de SIMIGEDA, le Préfet du département de la Savoie et Novergie Centre Est pour empoisonnement, mise en danger de la vie d'autrui, et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération. Au 1^{er} semestre 2009, la Cour de Cassation

a confirmé la décision de la chambre de l'instruction de la Cour d'appel de Lyon rejetant une constitution de partie civile.

Novergie Centre Est a été mise en examen le 22 décembre 2005 pour les chefs de mise en danger de la vie d'autrui et de violation de la réglementation.

Dans le cadre de la procédure, les expertises judiciaires demandées ont établi qu'il n'y avait pas d'augmentation du nombre de cancers parmi les populations riveraines.

Le 26 octobre 2007, le juge d'instruction en charge du dossier a prononcé un non-lieu à l'encontre des personnes physiques mises en examen pour mise en danger d'autrui. En revanche, le juge a ordonné le renvoi du SIMIGEDA et de Novergie Centre Est devant le tribunal correctionnel d'Albertville pour avoir fait fonctionner l'incinérateur « sans autorisation préalable, en raison de la caducité de l'autorisation initiale par suite des changements significatifs des conditions d'exploitation ». La chambre de l'instruction de la Cour d'Appel de Chambéry en date du 9 septembre 2009 a confirmé la décision de non-lieu pour mise en cause de la vie d'autrui pour les employés de Novergie.

Novergie Centre Est, constatant que les principaux responsables des infractions reprochées ne seraient pas présents à l'audience du tribunal correctionnel, a déposé une plainte contre X pour entrave à la justice et organisation frauduleuse de l'insolvabilité en date du 28 septembre 2010.

L'audience devant le tribunal correctionnel s'est tenue le 29 novembre 2010. Le 23 mai 2011, le tribunal correctionnel a rendu un jugement imposant à Novergie Centre Est une amende de 250 000 euros.

Novergie Centre Est a interjeté appel du jugement.

26.1.8 Société des Eaux du Nord

Des négociations ont été engagées en 2008/2009 entre la Communauté Urbaine de Lille Métropole (LMCU) et la Société des Eaux du Nord (SEN), filiale de Lyonnaise des Eaux France, dans le cadre de la révision quinquennale du contrat de concession de la distribution d'eau potable. Ces négociations portaient en particulier sur les conséquences à tirer des avenants signés en 1996 et 1998 en matière d'obligations de renouvellement à la charge de la SEN.

LMCU et la SEN n'étant pas parvenues à se mettre d'accord sur les conditions de la révision du contrat, elles ont décidé, fin 2009, de faire appel à une commission arbitrale, conformément au contrat. Cette commission présidée par Monsieur Michel Camdessus a formulé des recommandations.

Sans suivre les recommandations de la Commission, le Conseil Communautaire du 25 juin 2010 de LMCU a unilatéralement approuvé la signature d'un avenant au contrat qui prévoit notamment l'émission d'un titre de recettes d'un montant de 115 millions d'euros à l'encontre de la SEN, ce titre étant censé correspondre à la restitution immédiate du solde des provisions de renouvellement non utilisées assorties d'intérêts selon les propres calculs de LMCU.

Deux recours tendant à l'annulation de la délibération du 25 juin 2010 du Conseil de Communauté de LMCU et des décisions prises en son application ont été introduits devant le Tribunal Administratif de Lille en date du 6 septembre 2010 par la SEN ainsi que par Lyonnaise des Eaux France en sa qualité d'actionnaire de la SEN.



26.1.9 Melbourne - Aquasure

En 2009, à la suite d'un appel d'offres, l'État de Victoria a confié, pour une période de trente ans, à la société Aquasure (dont SUEZ Environnement est actionnaire à hauteur de 21%), le financement, la conception, la construction et l'exploitation d'une usine de dessalement d'eau de mer desservant l'agglomération de Melbourne. Aquasure a confié la conception et de construction de l'usine à une Joint Venture (ci-après la JV) constituée de Thiess (groupe Leighton) pour 65%, et de Degrémont (filiale de SUEZ Environnement) pour 35%. La phase d'exploitation a été confiée à une Joint Venture Degrémont (60%), Thiess (40%). Le calendrier contractuel de la construction prévoyait la réception de l'usine le 30 juin 2012. Les travaux de construction ont démarré au mois de septembre 2009.

Des aléas climatiques majeurs et des problèmes sociaux ont retardé l'avancement du chantier et font que, fin décembre 2011, 88% de l'usine étaient achevés, entraînant un report de plusieurs mois des dates de réception et de mise en production.

La JV estime que le retard du calendrier contractuel ainsi que ses conséquences financières ne lui sont que partiellement imputables et s'efforcent d'obtenir une extension de délai et une compensation financière. Deux réclamations ont déjà été présentées ; (i) une demande d'extension de délai liée aux événements météorologiques cycloniques de 80 jours à fin octobre 2011 avec demande de compensation pour les coûts supplémentaires engagés, (ii) une demande d'extension de délai de 194 jours liée au contexte social dont la quantification des compensations financières est en cours d'évaluation.

Le 15 décembre 2011, un moratoire (standstill) est intervenu entre Aquasure et la JV, ouvrant une période de négociations contractuelles entre les parties jusqu'au 31 mars 2012.

26.1.10 Togo Électricité

En février 2006, l'État togolais a pris possession : de l'ensemble des actifs de Togo Électricité sans indemnité et a engagé plusieurs actions dont une à l'encontre de Togo Électricité, groupe GDF SUEZ (branche Énergie Services), étendue par la suite à GDF SUEZ, afin d'obtenir la condamnation de ces deux sociétés au paiement d'indemnités au titre des manquements à la concession évaluée entre 27 et 33 milliards de Francs CFA, soit entre 41 et 50 millions d'euros.

En mars 2006, Togo Électricité a introduit une procédure d'arbitrage à laquelle GDF SUEZ s'est jointe, contre l'État togolais devant le Centre International pour le Règlement des Différends Relatifs aux Investissements (CIRDI) à la suite des décrets pris par l'État togolais résiliant la convention de concession pour la gestion du service public de la distribution d'électricité détenue par Togo Électricité depuis décembre 2000.

Une sentence a été rendue par le CIRDI le 10 août 2010 aux termes de laquelle la République du Togo est condamnée à indemniser Togo Électricité à hauteur de 60 millions d'euros avec intérêts à 6,589% l'an à compter de 2006. L'État du Togo a introduit une demande en annulation de la sentence. Un comité *ad hoc* du CIRDI s'est constitué pour examiner la demande de l'État togolais. Sa décision a été rendue le 6 septembre 2011. Le Comité a rejeté la requête en nullité et confirme en tous points la sentence rendue le 10 août 2010.

26.1.11 Fos Cavaou – Exploitation

Par arrêté du 15 décembre 2003 pris au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement (ICPE), le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés ont fait l'objet de recours contentieux.

Le permis de construire a fait l'objet de deux recours en annulation introduits devant le Tribunal administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'Agglomération Nouvelle (SAN). Ces recours ont été rejetés par décision du Tribunal du 18 octobre 2007. La commune de Fos-sur-Mer s'est pourvue en appel contre ce jugement le 20 décembre 2007. Son désistement d'instance est intervenu le 11 janvier 2010.

L'arrêté d'exploitation a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier.

Le Tribunal administratif de Marseille a annulé l'arrêté préfectoral d'exploitation du Terminal de Fos Cavaou par jugement rendu le 29 juin 2009. Elengy, groupe GDF SUEZ, qui est venue aux droits de GDF SUEZ dans cette procédure, ainsi que le ministre de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la Mer ont interjeté appel respectivement le 9 juillet 2009 et le 28 septembre 2009. La procédure s'est poursuivie devant la Cour administrative d'appel de Marseille qui, par son arrêt du 8 octobre 2011, a confirmé l'annulation de l'arrêté d'exploitation du 15 décembre 2003.

Le 6 octobre 2009, le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un arrêté mettant en demeure Elengy de déposer au plus tard le 30 juin 2010 un dossier de demande d'autorisation d'exploiter pour régulariser la situation administrative du terminal et permettant, dans le cadre de prescriptions adaptées, la poursuite de la construction ainsi qu'une exploitation partielle de celui-ci.

Cet arrêté préfectoral a fait l'objet le 19 janvier 2010 d'un recours en annulation déposé par l'ADPLGF devant le Tribunal administratif de Marseille. L'ADPLGF s'est désistée de son action auprès du tribunal le 4 janvier 2011.

Le 25 août 2010 le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un nouvel arrêté portant modification de l'arrêté du 6 octobre 2009, permettant l'exploitation provisoire du terminal sans restrictions dans l'attente de la régularisation définitive de sa situation administrative.

Conformément à l'arrêté du 6 octobre 2009, Elengy a déposé le 30 juin 2010 en préfecture un dossier de demande d'autorisation d'exploiter qui est en cours d'instruction. Dans ce cadre, l'enquête publique prévue par la loi s'est déroulée du 1^{er} juin au 18 juillet 2011. La Commission d'enquête a rendu un avis favorable le 25 août 2011.

Le dossier de demande d'autorisation d'exploiter a été présenté au Comité départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques (CODERST) le 9 janvier 2012.

26.1.12 Fos Cavaou - Construction

La Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (ci-après STMFC), filiale d'Elengy à 72,4% et de Total à 27,6%, a déposé le 17 janvier 2012 une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI)

contre le groupement d'entreprises composé de trois sociétés : SOFREGAZ, TECNIMONT SpA et SAIPEM SA (ci-après STS).

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à STMFC, terminal destiné à décharger le gaz naturel liquide apporté par des navires, à le stocker, à le regazéifier et à l'injecter dans le réseau de transport de gaz naturel.

Le terminal a été réalisé par STS en application d'un contrat « clé en mains » conclu le 17 mai 2004 pour un prix forfaitaire, non révisable, incluant l'intégralité des travaux de construction et de fournitures. Le délai impératif pour l'achèvement complet et l'obtention de l'ouvrage avait été fixé au 15 septembre 2008, délai assorti de pénalités de retard.

L'exécution du contrat a été marquée par une série de difficultés. STS ayant refusé d'achever une partie des travaux et ayant livré un terminal inachevé avec un retard de 18 mois, STMFC a procédé à la mise en régie en 2010 d'une partie des travaux et fait appel à des entreprises extérieures pour l'exécution de ceux-ci.

STMFC a demandé réparation du préjudice qu'elle a subi en engageant une procédure arbitrale sous l'égide de la CCI.

26.1.13 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, Castelnou Energia (filiale d'Electrabel) a pris le contrôle de La Compagnie du Vent par l'acquisition de 56,84% de ses titres auprès de SOPER, l'actionnaire d'origine qui en a conservé 43,16%. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté P-DG de La Compagnie du Vent. En 2009, GDF SUEZ s'est substituée à Castelnou Energia et La Compagnie du Vent a intégré la branche Énergie France.

Le 27 mai 2011, lors de l'Assemblée Générale de La Compagnie du Vent, le P-DG, Jean-Michel Germa, a été révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ. Jean-Michel Germa a contesté cette décision en mettant en cause la validité de l'Assemblée Générale mais le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier a, par une ordonnance du 8 juin 2011, fait interdiction sous astreinte à Jean-Michel Germa de faire usage du titre de Président-Directeur Général de La Compagnie du Vent et de se rendre dans les locaux de la société. Le 15 juin 2011, le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier a par ailleurs rejeté la requête de SOPER en confirmant l'ordonnance du 26 mai 2011 qui avait permis de tenir l'Assemblée Générale du 27 mai. SOPER et Jean-Michel Germa ont fait appel de ces deux décisions et, le 13 octobre 2011, la Cour d'Appel de Montpellier, en infirmant l'ordonnance du 15 juin 2011, a déclaré nulles et de nul effet les décisions prises lors de l'Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011. Jean-Michel Germa a en conséquence été réintégré dans ses fonctions de Président Directeur Général de la Compagnie du Vent. Une nouvelle Assemblée Générale s'est tenue le 3 novembre 2011, au cours de laquelle Jean-Michel Germa a été de nouveau révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ.

Par ailleurs, sur requête de GDF SUEZ, le 13 juillet 2011, le Président du Tribunal de Commerce de Montpellier, a constaté l'abus de minorité commis par SOPER lors de l'Assemblée Générale du 1^{er} juillet précédent, en refusant de voter l'accord de collaboration entre La Compagnie du Vent et GDF SUEZ relatif au projet éolien offshore des Deux Côtes. Il a désigné un mandataire pour représenter SOPER à une Assemblée Générale ultérieure portant sur le même sujet et voter en son nom dans un sens conforme à l'intérêt social de La Compagnie du Vent sans porter atteinte aux intérêts de

SOPER. Cette Assemblée Générale s'est tenue le 22 juillet 2011 et la résolution a été adoptée. SOPER a cependant interjeté appel de l'ordonnance du 13 juillet 2011. La Cour d'Appel a examiné l'affaire le 27 juillet 2011 et, le 8 septembre 2011, a confirmé la décision de première instance et condamné SOPER aux dépens (6 000 euros). SOPER et Jean-Michel Germa se sont pourvus en cassation.

La Compagnie du Vent a assigné le 23 août 2011 SOPER, devant le Tribunal de Commerce de Montpellier afin de la faire condamner à réparer le préjudice moral subi par La Compagnie du Vent à hauteur de 500 000 euros.

La révocation du P-DG traduit d'importantes divergences stratégiques entre les deux actionnaires en matière de développement de l'énergie éolienne, notamment sur le projet des Deux Côtes. Ces divergences ont conduit Jean-Michel Germa à menacer GDF SUEZ d'une demande d'indemnisation d'environ 489 millions d'euros, prétentions que le Groupe estime infondées.

26.1.14 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011

L'arrêté interministériel du 29 septembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution de GDF SUEZ, a conduit à geler les tarifs réglementés du gaz naturel. GDF SUEZ considère que cet arrêté n'est conforme ni à la loi qui impose que les tarifs réglementés couvrent l'intégralité des coûts, ni aux règles d'un marché ouvert à la concurrence, ni au Contrat de service public signé entre l'État et l'Entreprise. GDF SUEZ le considère contraire aux intérêts de l'Entreprise, à ceux de ses concurrents et aux intérêts patrimoniaux et financiers de l'État. Le gel des tarifs représente pour l'Entreprise un manque à gagner estimé à environ 300 millions d'euros sur le dernier trimestre 2011.

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), autorité compétente et indépendante en la matière, avait, le 22 septembre 2011, rendu un avis défavorable à l'arrêté interministériel.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 13 octobre 2011, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'État pour excès de pouvoir. Le recours vise principalement à annuler pour excès de pouvoir l'arrêté en tant qu'il n'a pas fixé l'augmentation des tarifs au niveau calculé par la CRE et nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ, et enjoindre aux ministres compétents de prendre dans un délai de deux mois, sous astreinte de 100 000 euros par jour de retard, un arrêté fixant rétroactivement l'évolution des tarifs à partir du 1^{er} octobre 2011 en conformité avec l'article L. 445-3 du Code de l'énergie.

En outre, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a obtenu, le 28 novembre 2011, du juge des référés du Conseil d'État, la suspension de l'arrêté du 29 septembre 2011.

26.1.15 Réclamations du fisc belge

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros à SUEZ-Tractebel, groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel a introduit un recours administratif contre ces demandes. L'Administration fiscale n'ayant toujours pas statué 10 ans après, un recours devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été introduit en décembre 2009.



Les services de l'Inspection Spéciale ont procédé à la taxation en Belgique des revenus financiers réalisés au Luxembourg par les succursales de gestion de trésorerie d'Electrabel et de SUEZ-Tractebel établies au Luxembourg. Ces revenus financiers qui ont été soumis à l'impôt au Luxembourg sont exonérés d'impôt en Belgique conformément aux dispositions de la convention préventive de double imposition belgo-luxembourgeoise. L'Inspection Spéciale refuse cette exonération en argumentant sur la base d'un prétendu abus de droit. Le montant total des enrôlements s'élève à 245 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2007. Le Groupe a contesté ces décisions de l'Inspection Spéciale devant le Tribunal de première instance de Bruxelles. Des enrôlements au titre de l'exercice 2008 sont attendus par Electrabel SA et par SUEZ-Tractebel SA, ce qui portera le montant total des enrôlements à 285 millions d'euros. Un premier jugement, qui porte sur une question périphérique sans aborder le problème de fond, a été rendu le 25 mai 2011, confortant la position d'Electrabel. Entre-temps, ce jugement a entraîné un dégrèvement partiel dont le montant total s'élève à 48 millions d'euros (exercices 2005-2007).

26.1.16 Contestation d'une disposition fiscale de la loi belge

Electrabel, groupe GDF SUEZ, a déposé, le 23 mars 2009, un recours en annulation auprès de la Cour Constitutionnelle contre les articles de la loi-programme du 22 décembre 2008 imposant une taxe de 250 millions d'euros aux producteurs nucléaires (dont 222 millions d'euros payés par Electrabel). La Cour Constitutionnelle a rejeté ce recours par arrêt en date du 30 mars 2010. Cette taxe a par ailleurs été reconduite pour l'exercice 2009 par la loi du 23 décembre 2009 et pour 2010 par la loi du 29 décembre 2010, en application de laquelle le Groupe s'est à chaque fois acquitté de la somme réclamée à savoir 213 millions d'euros pour l'exercice 2009 et 212 millions pour l'exercice 2010. Suite à un protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 entre l'État belge et le Groupe, cette taxe n'aurait pas dû être reconduite, mais aurait dû être remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires. Electrabel a introduit le 9 septembre 2011 une action en répétition des montants payés.

26.1.17 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession de créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ le maintien de leur position laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. GDF SUEZ est en attente de l'avis de mise en recouvrement.

26.1.18 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, groupe GDF SUEZ, a reçu le 30 décembre 2010 un enrôlement de 322 millions de reals brésiliens (134 millions d'euros) couvrant les exercices 2005 à 2007. L'Administration fiscale brésilienne refuse principalement des déductions liées à un incitatif fiscal (« RIC » ou rémunération d'immobilisations en construction), notamment pour les actifs liés au projet Jacui. Tractebel Energia estime que les arguments de l'Administration fiscale brésilienne ne sont pas fondés et a contesté les enrôlements.

26.2 Concurrence et concentrations

26.2.1 Procédure Accès France

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 22 juin 2009, la Commission européenne a fait parvenir à GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que GDF SUEZ était susceptible d'avoir abusé de sa position dominante en verrouillant durablement l'accès aux capacités d'importation en France ce qui aurait restreint la concurrence sur le marché de la fourniture de gaz naturel en France. Le 24 juin 2009, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont proposé des engagements en réponse à l'évaluation préliminaire tout en exprimant leur désaccord avec les conclusions de cette dernière.

Le 9 juillet 2009, ces engagements ont été soumis à un test de marché et la Commission a ensuite informé GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont soumis une proposition d'engagements modifiés qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire (Société Advolis) agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements se poursuit.

26.2.2 Megal

Le 11 juin 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier en ce qui concerne les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc Megal. GDF SUEZ a répondu le 8 septembre 2008 ; une audition a eu lieu le 14 octobre 2008. Le 8 juillet 2009, la Commission européenne a adopté une décision condamnant GDF SUEZ et E.ON pour entente et a infligé une amende de 553 millions d'euros à chacune des entreprises. Cette amende a été payée par GDF SUEZ. La Commission considère que cette entente, qui a pris fin en 2005, a débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc Megal et que les deux entreprises se sont entendues pour que GDF SUEZ n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc Megal pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France *via* Megal.

Le 18 septembre 2009, GDF SUEZ a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de cette décision. La procédure est en cours. La phase écrite devant le Tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du Tribunal.

L'audience devant le Tribunal de l'Union européenne s'est déroulée le 21 septembre 2011. L'arrêt sera rendu à une date non déterminée.

26.2.3 Compagnie Nationale du Rhône

Electrabel, groupe GDF SUEZ, a été condamnée par la Commission européenne par décision du 10 juin 2009 à une amende de 20 millions d'euros pour ne pas avoir notifié la prise de contrôle de la Compagnie Nationale du Rhône à la Commission européenne dès fin 2003 et pour avoir mis en œuvre cette prise de contrôle avant qu'elle ait été autorisée par la Commission européenne. Cette décision fait suite à la notification de griefs envoyée le 17 décembre 2008 à laquelle il a été répondu par un mémoire en réponse le 16 février 2009. Electrabel a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne le 20 août 2009 un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne. La procédure est en cours. La phase écrite devant le Tribunal s'est poursuivie au cours de l'année 2010. L'audience devant le Tribunal de l'Union européenne s'est déroulée le 30 novembre 2011. L'arrêt sera rendu à une date non déterminée.

26.2.4 Contrats à long terme en Hongrie

La Commission européenne a rendu une décision le 4 juin 2008 déclarant que les contrats à long terme d'achat d'électricité conclus entre les producteurs d'électricité et la Hongrie en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union européenne constituaient des aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Elle a invité la Hongrie à revoir ce système de contrats et à récupérer les aides d'État illégales auprès des producteurs d'électricité, le cas échéant en indemnisant les parties prenantes à ces contrats via un mécanisme de compensation des coûts échoués. Le Groupe est directement concerné puisque sa filiale Dunamenti est partie à un contrat à long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 avec MVM, société contrôlée par l'État de Hongrie. Suite à cette décision de la Commission européenne, la Hongrie a adopté une loi résiliant les contrats à long terme d'achat d'électricité à partir du 31 décembre 2008 et prévoyant la récupération des aides d'État résultant de ces contrats. Dunamenti a introduit un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne devant le Tribunal de l'Union européenne le 28 avril 2009. La procédure est toujours en cours. Les Parties ont déposé leurs mémoires (mémoire en défense de la Commission européenne reçu le 19 octobre 2009, mémoire en réplique de GDF SUEZ le 4 décembre 2009 auquel la Commission a répondu par un mémoire en duplique le 16 février 2010). L'étape suivante sera la procédure orale qui débutera par la fixation de la date de l'audience et les éventuelles questions préparatoires du Tribunal.

Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'État à charge de Dunamenti et le montant de ses coûts échoués (« stranded costs ») et lui permettant de compenser le montant de l'aide d'État jugée illicite et les coûts échoués. Ce mécanisme de compensation a permis à Dunamenti d'échapper à l'obligation de remboursement de l'aide d'État jugée illicite. En 2015, soit à la date d'échéance initiale du contrat à long terme d'achat d'électricité de Dunamenti, la Hongrie recalculera le montant des coûts échoués, ce qui pourrait donner lieu à ce moment à une éventuelle obligation de remboursement de la part de Dunamenti. (Voir aussi Note 26.1.1 « Litiges et arbitrages/ Electrabel – État de Hongrie ».)

26.2.5 Enquête sur la durée des contrats de fourniture d'électricité en Belgique

La Commission européenne a ouvert en juillet 2007 à l'encontre du Groupe une enquête sur les contrats de fourniture d'électricité conclus avec les clients industriels en Belgique. L'enquête s'est déroulée et Electrabel, groupe GDF SUEZ, a coopéré avec les services de la Direction Générale de la Concurrence. Le dernier questionnaire reçu de la Commission européenne date du 31 juillet 2009. Il y a été répondu le 9 novembre 2009. Au vu des résultats de l'enquête approfondie, la Commission européenne a notifié sa décision de clôture de la procédure d'examen le 28 janvier 2011.

26.2.6 Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

L'autorité belge de la concurrence a procédé en septembre 2009, juin 2010 et octobre 2011 à des perquisitions au sein d'entreprises actives dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique, dont Electrabel, groupe GDF SUEZ. L'enquête, à laquelle Electrabel apporte tout son concours, est toujours en cours.

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

La Commission européenne a procédé, au cours du mois d'avril 2010, à des inspections dans les locaux de différentes sociétés françaises actives dans le secteur de l'eau et de l'assainissement concernant leur éventuelle participation à des pratiques contraires aux articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Des inspections ont ainsi été menées au sein de SUEZ Environnement Company et de Lyonnaise des Eaux France.

Un déplacement accidentel de scellé apposé sur une porte est survenu dans les locaux de Lyonnaise des Eaux France durant l'inspection.

Le 21 mai 2010, en application du chapitre VI du règlement (CE) n° 1/2003, la Commission a décidé d'ouvrir une procédure relative à cet incident à l'encontre de SUEZ Environnement Company. Dans le cadre de cette procédure, SUEZ Environnement Company a communiqué à la Commission les éléments relatifs à cet incident. Le 20 octobre 2010, la Commission a adressé une notification de griefs sur ce point à SUEZ Environnement Company ainsi qu'à Lyonnaise des Eaux France. SUEZ Environnement Company et Lyonnaise des Eaux France ont répondu à la notification de griefs en date du 8 décembre 2010.

La Commission européenne a fixé à 8 millions d'euros l'amende pour bris de scellé et l'a notifiée le 24 mai 2011 à SUEZ Environnement Company et à Lyonnaise des Eaux France.

La Commission européenne a notifié le 13 janvier 2012 à SUEZ Environnement Company/Lyonnaise des Eaux sa décision d'ouvrir une procédure formelle d'examen afin de déterminer si les sociétés SAUR, SUEZ Environnement Company, VEOLIA ainsi que la Fédération Professionnelle des Entreprises de l'Eau se sont livrées à des pratiques anticoncurrentielles affectant les marchés de la gestion déléguée des services d'eau et de l'assainissement en France.

NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Nouvelle organisation opérationnelle du Groupe : création des Branches Energie Europe et Energie International

Depuis le 1er janvier 2012, le Groupe a mis en place sa nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'Énergie en créant une Branche Energie Europe ainsi qu'une Branche Energie International, dont le périmètre correspond au Groupe International Power (Cf Note 3.1 « Secteurs opérationnels »).

La Branche Energie Europe (« BEE ») gère les activités de gestion d'énergie, de distribution de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en Europe continentale, tous segments confondus en Europe continentale. Elle exploite à ce titre l'ensemble des actifs physiques et commerciaux 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, Espagne et Portugal). Jusqu'au 31 décembre 2011, les activités regroupées au sein de la nouvelle BEE étaient conduites par les secteurs opérationnels suivants décrits dans la Note 3 « Information sectorielle » : la Branche Energie France, les Divisions Energie Benelux & Allemagne et Energie Europe de la Branche Energie Europe et International, ainsi que les activités

« approvisionnement gaz » et « ventes grands comptes » de la Branche Global Gaz & GNL.

La création de la branche Énergie Europe vise à mettre en œuvre une organisation adaptée à la dimension européenne des marchés du Groupe, dans un contexte :

- ▶ d'intégration croissante à l'échelle européenne des marchés de l'électricité et du gaz : intégration physique avec l'augmentation des interconnexions entre pays, intégration économique avec l'ouverture des marchés de l'énergie mais aussi intégration régulatoire ;
- ▶ de poursuite de la convergence entre gaz et électricité, le gaz jouant un rôle croissant dans la production d'électricité ;

Suite au transfert des activités « approvisionnement gaz » et « ventes grands comptes » à la BEE, la Branche Global Gaz & GNL est désormais composée des activités exploration-production de gaz et de pétrole, de la liquéfaction du gaz naturel et de son transport sous forme de gaz naturel liquéfié.

À compter du 1^{er} janvier 2012, le Groupe est donc désormais organisé autour des six Branches suivantes : Energie Europe, Energie International, Global Gaz & GNL, Infrastructures, Énergie Services, Environnement.

**NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011**

La liste des entités ci après est donnée à titre indicatif et n'inclut que les principales sociétés du périmètre de consolidation de GDF SUEZ.

L'objectif est de présenter la liste des entités couvrant 80% des indicateurs suivants : Chiffres d'affaires, Ebitda, et Dette nette.

Les sigles ci-suivants sont utilisés pour présenter la méthode d'intégration de chaque entité :

- ▶ IG : Intégration Globale (filiale) ;
- ▶ IP : Intégration Proportionnelle (co-entreprise) ;
- ▶ ME : Mise en Equivalence (entreprise associée) ;
- ▶ NC : Non Consolidée.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Énergie France (BEF)							
COMPAGNIE NATIONALE DU RHÔNE (CNR)	2, rue André Bonin 69004 Lyon - France	49,9	49,9	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA - BEF *	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Thermique France	2, place Samuel de Champlain - Faubourg de l'Arche - 92930 Paris la Défense Cedex	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SAVELYS	5, rue François 1 ^{er} - 75418 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Énergie Benelux et Allemagne (BEEI)							
ELECTRABEL NEDERLAND NV	Grote Voort 291, 8041 BL Zwolle - Postbus 10087, 8000 GB Zwolle - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard du Régent, 8 - 1000 Bruxelles - Belgique	95,8	95,8	95,8	95,8	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane 7 - 1200 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG



NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Énergie Europe (BEEI)							
DUNAMENTI	Erömü ut 2, 2442 Szazhalombatta - Hongrie	74,8	74,8	74,8	74,8	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA	Zawada 26, 28- 230 Polaniec - Pologne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ROSIGNANO ENERGIA SPA	Via Piave N° 6 Rosignano Marittimo, Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
GDF SUEZ PRODUZIONE	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	40,6	100,0	40,6	IG	IP
TIRRENO POWER SPA	47, Via Barberini, 00187 Roma - Italie	50,0	35,0	50,0	35,0	IP	IP
SC GDF SUEZ Energy România SA	Bld Marasesti, 4- 6, sector 4 - Bucarest - Roumanie	51,0	40,8	51,0	51,0	IG	IG
GSEM	Pulcz u. 44 - H 6724 - SZEGED - Hongrie	99,9	99,7	99,9	99,7	IG	IG
SLOVENSKY PLYNARENSKY PRIEMYSEL (SPP)	Mlynské Nivy 44/b - 825 11 - Bratislava 26 - Slovaquie	24,5	24,5	24,5	24,5	IP	IP
AES ENERGIA CARTAGENA S.R.L.	Ctra Nacional 343, P.K. 10 - El Fangal, Valle de Escombreras - 30350 Cartagena - Espagne	26,0	26,0	26,0	26,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA SPA	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIE	Via Spadolini, 7 - 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

International Power (BEEI)

Le Groupe a pris le 3 février 2011 le contrôle d'International Power par le biais d'un apport de ses activités internationales. Il contrôle depuis cette date 69,78% d'International Power.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Amérique du Nord (BEEI)							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056- 4499 - États-Unis	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ GAS NA LLC	One Liberty Square, Boston, MA 02109 - États-Unis	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056- 4499 - États-Unis	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056- 4499 - États-Unis	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG



Notes aux comptes consolidés

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Amérique Latine (BEEI)							
Au Brésil, le Groupe détient 50.1% des droits de vote de Energia Sustentavel do Brasil (EBSR), société créée dans le but de développer le projet JIRAU. L'examen des conventions a montré que de nombreuses décisions de gestion structurantes sont soumises à une majorité à 75%, élément constitutif d'une situation de contrôle conjoint. En conséquence, et bien que le Groupe détienne plus de 50% des droits de vote, il a été décidé de consolider Energia Sustentavel do Brasil en intégration proportionnelle							
Groupe E-CL SA	Jr. César López Rojas # 201 Urb. Maranga San Miguel - Chili	36,8	52,4	52,8	52,4	IG	IP
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064, Agronômica Florianopolis, Santa Catarina - Brésil	48,0	68,7	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490, San Isidro, Lima 27, Peru	43,1	61,7	61,7	61,7	IG	IG
ENERGIA SUSTENTAVEL DO BRASIL S.A.	Avenida Almirante Barroso, n° 52, sala 2802, CEP 20031-000 Rio de Janeiro, Brésil	35,0	50,1	50,1	50,1	IP	IP

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Asie (BEEI)							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. LTD.	195 Empire Tower, 38th Floor - Park Wing, South Sathorn Road, Yannawa, Sathorn, Bangkok 10120, Thaïlande	48,2	69,1	69,1	69,1	IG	IG
Gheco- One Company Ltd	11, I- 5 Road, Tambon Map Ta Phut, Muang District. Rayong Province 21150. Thaïland	31,3	44,9	65,0	65,0	IG	IG
Groupe SENOKO POWER LIMITED	111 Somerset Road - #05- 06, Tripleone Somerset Building - 238164 Singapore	20,9	30,0	30,0	30,0	IP	IP



NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Europe IP (BEEI)							
GDF SUEZ ENERGY UK RETAIL	1 City Walk - LS11 9DX - Leeds - Royaume-Uni	69,8	100,0	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernsey) Ltd	Glategney Court, Po Box 140 Glategney Esplanade, GY1 3HQ Guernsey	52,3	0,0	100,0	0,0	IG	NC
SALTEND	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London	52,3	0,0	100,0	0,0	IG	NC

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Moyen Orient, Turquie et Afrique (BEEI)							
BAYMINA ENERJI A.S.	Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliöy Mevkii, 06900 Polatki/Ankara - Turquie	66,3	95,0	95,0	95,0	IG	IG
HIDD Power Company *	Bldg 303, Road 13 Area 115 - HIDD Bahrain	48,9	30,0	100,0	30,0	IG	MEE

* Hidd Power Company est considéré comme « Actifs classés comme détenus en vue de la vente ».

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Australie (BEEI)							
HAZELWOOD POWER PARTNERSHIP	PO Box 195, Brodribb Road - Morwell Victoria 3840 - Australia	64,1	0,0	91,8	0,0	IG	NC
Loy Yang B Consolidated	Level 37 Rialto North Tower 525 Collins Street Melbourne Vic 3000 Australia	48,9	0,0	100,0	0,0	IG	NC



Notes aux comptes consolidés

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Région Corporate (BEEI)							
INTERNATIONAL POWER PLC (IPR)	Senator House, 85 Queen Victoria Street - London - United Kingdom	69,8	0,0	69,8	0,0	IG	NC
International Power CONSOLIDATED HOLDINGS LIMITED	Senator House, 85 Queen Victoria Street - London - United Kingdom	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC
SUEZ TRACTEBEL	Place du Trône 1, 1000 Bruxelles - Belgique	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC
International Power Finance (Jersey) III Limited	47 Esplanade, St Helier, Jersey Channel Islands JE1 OBD, Jersey	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC
International Power Australia Finance	Senator House 85 Queen Victoria Street London, EC4V 4DP United Kingdom	69,8	0,0	100,0	0,0	IG	NC



NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Global Gaz et GNL (B3G)							
E.F. OIL AND GAS LIMITED	33 Cavendish Square - W1G OPW - Londres - Royaume-Uni	0,0	22,5	0,0	22,5	NC	IP
GDF SUEZ E&P International	1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	70,0	100,0	70,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P UK LTD	60, Gray Inn Road - Londres WC1X 8LU - Royaume-Uni	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Forusbeen 78 - Postboks 242 - 4066 Stavanger - Norvège	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF PRODUCTION NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays-Bas	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GBMH	Waldstrasse 39 - 49808 Linden - Allemagne	70,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G *	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF INTERNATIONAL TRADING	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GAZ DE FRANCE ENERGY DEUTSCHLAND GmbH	Friedrichstrasse 60 - 10117 Berlin - Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GAS SUPPLY & SALES NEDERLAND B.V.	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GLOBAL LNG SUPPLY SA	65, avenue de la Gare, L - 1611 Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GAS & SUPPLY S.p.A.	Via Spadolini 7, Milano 20141 - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG



Notes aux comptes consolidés

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Infrastructures							
Storengy	Immeuble Djinn - 12 rue Raoul Nordling - 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Elengy	Immeuble EOLE - 11 avenue Michel Ricard - 92270 Bois Colombes	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GrDF	6 rue Condorcet 75009 PARIS.	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GRTGAZ	Immeuble BORA - 6 rue Raoul Nordling - 92270 Bois Colombes	75,0	100,0	75,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Services à l'énergie (BSE)							
GSES SA	1, place des Degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA Seitha	46, boulevard de la Prairie du Duc - 44000 Nantes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY AG	Thurgauerstrasse 56 - Postfach - 8050 Zürich - Suisse	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	185, rue de Bercy, 75012 Paris - France	64,4	64,4	64,4	64,4	IG	IG
FABRICOM SA	254, rue de Gatti de Gamond - 1180 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE ENDEL	1, place des Degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY NEDERLAND NV	Kosterijland 20 - 3981 AJ Bunnik - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GROUPE INEO	1, place des Degrés 92059 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG



Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
SUEZ Environnement							
GDF SUEZ détient 35,68% de SUEZ Environnement Company et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires. Par conséquent SUEZ Environnement Company est consolidée en intégration globale.							
SUEZ Environnement Company	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex - France	35,9	35,6	35,7	35,6	IG	IG
Groupe Lyonnaise des Eaux France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex - France	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe DEGREMONT	183, avenue du 18 juin 1940 92500 Rueil-Malmaison - France	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
HISUSA	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	27,2	23,9	75,7	67,1	IG	IP
Groupe AGBAR	Torre Agbar, Avenida Diagonal 211, 08018 Barcelona - Espagne	27,0	26,7	99,5	99,0	IG	IP
Groupe SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road, Maidenhead, Berkshire SL6 1ES, Royaume-Uni	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 D- 50999, Köln, Allemagne	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA NEDERLAND BV	Mr. E.N. van Kleffensstraat 6, Postbis 7009, NL - 6801 HA Amhem, Pays-Bas	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA France	Tour CB21 - 16 place de l'Iris, 92040 Paris La Défense Cedex - France	35,9	35,5	99,9	99,9	IG	IG
LYDEC	20, boulevard Rachidi, Casablanca - Maroc	18,3	18,1	51,0	51,0	IG	IG
Groupe UNITED WATER	200 Old Hook Road, Harrington Park New Jersey - États-Unis	35,9	35,6	100,0	100,0	IG	IG



Notes aux comptes consolidés

NOTE 28 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2011

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010	Déc. 2011	Déc. 2010
Autres							
GDF SUEZ SA *	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ BELGIUM	Place du Trône, 1 - 1000- Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1 place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Place du trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Place du trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CEF LUX	65, avenue de la Gare, L - 1611 Luxembourg	100,0	0,0	100,0	0,0	IG	NC



NOTE 29 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

Les cabinets Deloitte, Ernst & Young, et Mazars agissent en tant que Commissaires aux comptes du groupe GDF SUEZ. Les informations sur les honoraires des Commissaires aux comptes et les membres de leurs réseaux sont présentées conformément au décret 2008- 1487.

En millions d'euros	Ernst & Young				Deloitte				Mazars			
	Montant		%		Montant		%		Montant		%	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Audit												
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés ⁽¹⁾												
• GDF SUEZ SA	2,4	3,0	12,1%	14,5%	1,6	5,1	8,4%	24,3%	1,4	1,6	18,4%	20,8%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	13,5	14,3	69,0%	69,8%	14,5	13,6	74,4%	65,1%	5,5	5,3	73,1%	67,5%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes												
• GDF SUEZ SA	0,7	0,4	3,5%	2,0%	0,3	0,0	1,7%	0,0%	0,3	0,2	4,0%	2,1%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	2,0	2,1	10,3%	10,3%	0,7	1,5	3,4%	7,0%	0,1	0,7	1,5%	9,1%
SOUS-TOTAL	18,6	19,8	94,9%	96,6%	17,2	20,1	87,9%	96,4%	7,3	7,8	97,0%	99,4%
Autres prestations												
• Fiscal	0,9	0,6	4,5%	3,1%	1,4	0,5	7,2%	2,6%	0,0	0,0	0,5%	0,4%
• Autres	0,1	0,1	0,6%	0,3%	1,0	0,2	4,9%	1,0%	0,2	0,0	2,6%	0,2%
SOUS TOTAL	1,0	0,7	5,1%	3,4%	2,4	0,7	12,1%	3,6%	0,2	0,0	3,0%	0,6%
TOTAL ⁽²⁾	19,6	20,5	100%	100%	19,5	20,9	100%	100%	7,5	7,8	100%	100%

(1) Les montants relatifs aux entités intégrées proportionnellement et dont l'essentiel a trait à des missions de Commissariat aux comptes s'élevaient à 0,23 million pour Deloitte en 2011 (0,18 million d'euros en 2010), 0,34 million d'euros pour Ernst & Young en 2011 (0,38 million d'euros en 2010) et 0,07 million d'euros pour Mazars en 2011 (0,07 million d'euros en 2010).

(2) Le montant des honoraires versés à des cabinets d'audit ne faisant pas partie du Collège du Groupe s'élevait à 4,5 millions d'euros en 2011 contre 3,6 millions d'euros en 2010.

Le document des Comptes Consolidés 2011 de GDF SUEZ est disponible sur le site web du Groupe (gdfsuez.com) où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être téléchargées.

Rédaction : 

Conception et réalisation :  **Labrador** +33 (0)1 53 06 30 80 © 02/2012



Société anonyme au capital de 2 252 636 208 euros
Siège social : 1 et 2, place Samuel de Champlain – Faubourg de l'Arche
92930 Paris La Défense cedex - France
Tél. : +33 (0)1 57 04 00 00
SIREN 542 107 651 RCS PARIS
TVA FR 13 542 107 651

gdfsuez.com