

2014

COMPTES
CONSOLIDÉS

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

RAPPORT D'ACTIVITÉ 1

I.1	Évolution de l'activité et du résultat des opérations	3
I.2	Évolution des activités du Groupe	5
I.3	Autres éléments du compte de résultat	12
I.4	Évolution de l'endettement net	13
I.5	Autres postes de l'état de situation financière	16
I.6	Comptes pro forma avec le groupe SUEZ Environnement Company en entreprise mise en équivalence	17
I.7	Comptes sociaux	19
I.8	Perspectives	20

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS 21

	Compte de résultat	22
	État du résultat global	23
	État de situation financière	24
	État des variations des capitaux propres	26
	État des flux de trésorerie	28

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS 29



RAPPORT D'ACTIVITÉ

	PAGE		PAGE		
I.1	ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS	3	I.6	COMPTES PRO FORMA AVEC LE GROUPE SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY EN ENTREPRISE MISE EN ÉQUIVALENCE	17
I.2	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	5	I.7	COMPTES SOCIAUX	19
I.3	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	12	I.8	PERSPECTIVES	20
I.4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET	13			
I.5	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	16			

Les données relatives au compte de résultat, à l'état de situation financière et aux flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont issues des informations financières pro forma⁽¹⁾ non auditées établies comme si la mise en équivalence de SUEZ Environnement était intervenue le 1^{er} janvier 2013. Les règles d'établissement de l'information pro forma sont présentées dans la section 6 de ce rapport d'activité. Par ailleurs, les données 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des nouvelles normes sur la consolidation et de la nouvelle définition de l'EBITDA (cf. Note 2 des états financiers consolidés).

L'année 2014 a été marquée par un climat particulièrement doux en Europe et par l'arrêt des centrales nucléaires Doel 3 et Tihange 2 depuis le 26 mars 2014, ainsi que celle de Doel 4 entre le 5 août et le 19 décembre dernier.

Le **chiffre d'affaires** de 74,7 milliards d'euros est en décroissance brute de -6,6% par rapport à 2013 et en décroissance organique de -7,2%. Ce recul s'explique notamment par l'impact du climat sur les ventes de gaz naturel en France, l'année 2014 ayant été particulièrement chaude par rapport à 2013 et par l'impact de la baisse des prix sur les marchés de l'électricité en Europe. Corrigé des impacts climatiques en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013 qui pèsent pour 2,3 milliards d'euros, le recul organique est de -4,4%.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 12,1 milliards d'euros, est en recul de -6,7% en brut et de -4,2% en organique. Corrigé du climat en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013 qui pèsent d'une année à l'autre pour 815 millions d'euros, l'EBITDA est en croissance organique de +2,4%. Cet indicateur est soutenu par les effets positifs des mises en service de nouveaux actifs, de la performance opérationnelle, des efforts accomplis dans le cadre du plan Perform 2015 et de la variation positive des dotations nettes aux provisions par rapport à 2013, partiellement compensés par l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires, la baisse des prix sur les marchés de l'électricité en Europe et le contexte hydrologique défavorable en Amérique Latine.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -6,6% et organique de -3,4% pour atteindre 7,2 milliards

d'euros. La diminution de l'EBITDA est atténuée par de moindres dotations aux amortissements principalement en raison des pertes de valeur comptabilisées fin 2013. Corrigé des effets climat et rattrapage tarifaire en France, cet agrégat est en croissance organique de +8,2%.

Le **résultat net part du Groupe**, qui s'élève à 2,4 milliards d'euros, est en augmentation brute de 12,1 milliards d'euros par rapport à 2013. L'exercice 2013 était fortement pénalisé par des pertes de valeur dont l'impact sur le résultat net part du Groupe s'est élevé à -12,7 milliards d'euros.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 3,1 milliards d'euros, est en diminution de 0,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2013. La baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est significativement atténuée par des charges financières récurrentes moins élevées grâce à une gestion active de la dette et par une charge d'impôt récurrent moins élevée.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 7,9 milliards d'euros, en baisse de 2,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2013. Cette baisse s'explique essentiellement par le recul de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) et par la variation de BFR, liée notamment à l'impact de l'évolution du prix des commodités (brent) sur les appels de marge, partiellement compensés par de moindres décaissements d'intérêts en lien avec la baisse du niveau moyen de la dette nette.

La **dette nette** s'établit à 27,5 milliards d'euros à fin décembre 2014 et diminue de 1,3 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2013 sous l'effet (i) de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (11,8 milliards d'euros) et de l'émission hybride réalisée début juin par GDF SUEZ SA (2,0 milliards d'euros) (ii) diminuée de la variation de BFR (1,2 milliard d'euros), des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (3,9 milliards d'euros) ainsi que du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (2,8 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

(1) Les données consolidées IFRS présentées en Section II ont été arrêtées par le Conseil d'Administration du 25 février 2015 et ont fait l'objet d'un audit par les Commissaires aux comptes du Groupe.

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	74 686	79 985	-6,6%	-7,2%
EBITDA	12 138	13 017	-6,7%	-4,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 977)	(5 351)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	7 665	-6,6%	-3,4%

Le chiffre d'affaires du Groupe GDF SUEZ au 31 décembre 2014 s'établit à 74,7 milliards d'euros, en baisse de -6,6% par rapport au 31 décembre 2013. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -7,2%. Corrigé des impacts climatiques en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013 qui pèsent pour 2,3 milliards d'euros, le recul organique est de -4,4%.

Les effets de périmètre ont un impact net positif de +689 millions d'euros, provenant essentiellement des acquisitions par la branche Énergie Services de Balfour Beatty Workplace au Royaume-Uni (+847 millions d'euros) et d'Ecova aux États-Unis (+68 millions d'euros), de la consolidation en intégration globale de GTT par la branche Global Gaz & GNL (+186 millions d'euros) et de l'acquisition de Meenakshi en Inde par la branche Energy International (+83 millions d'euros). Ces impacts sont partiellement compensés par les diminutions de chiffre d'affaires liées à des cessions d'activités réalisées en Europe (-280 millions d'euros) et

aux États-Unis (-164 millions d'euros) essentiellement dans les branches Energy International et Énergie Europe.

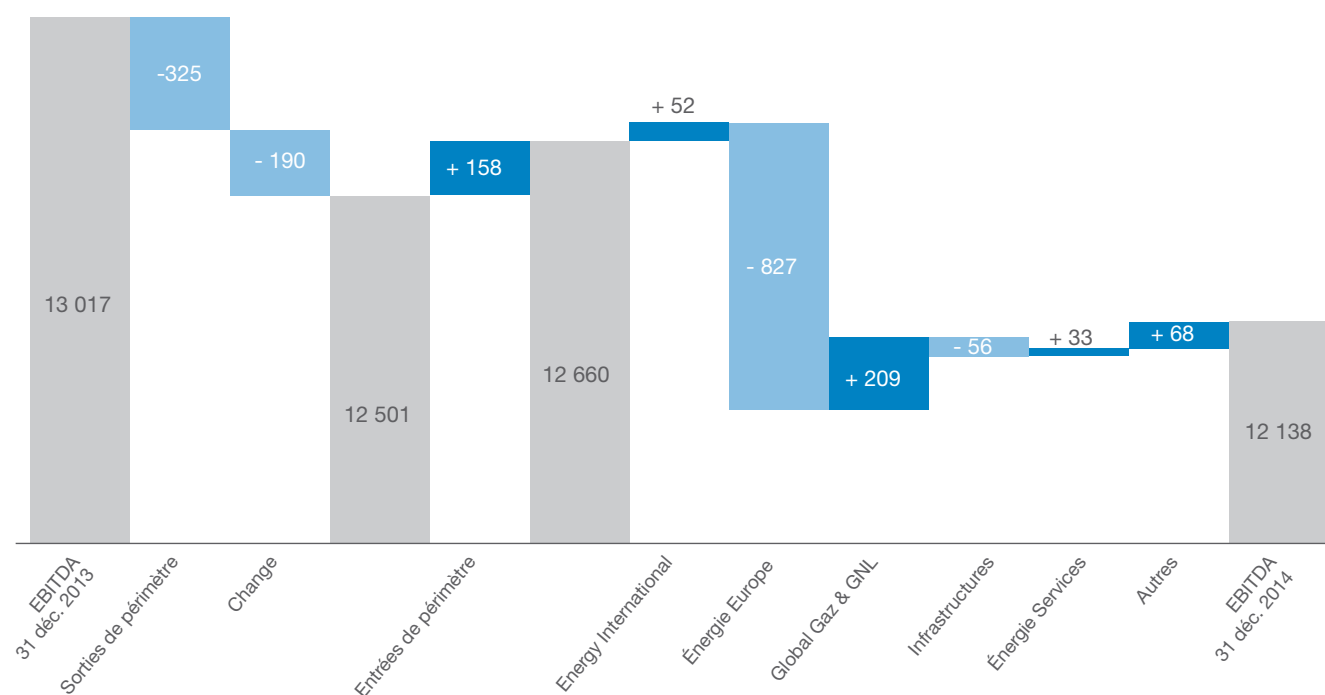
Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de -302 millions d'euros et reflètent principalement l'appréciation de l'euro vis-à-vis du réal brésilien, de la couronne norvégienne, du dollar australien et du baht thaïlandais, en partie compensée par sa dépréciation vis-à-vis de la livre sterling. Le taux euro/dollar en revanche est resté très proche en moyenne sur 2014 de celui constaté sur 2013.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en croissance chez GDF SUEZ Global Gaz & GNL et GDF SUEZ Infrastructures, quasi stable chez GDF SUEZ Energy International et chez GDF SUEZ Énergie Services et en baisse chez GDF SUEZ Énergie Europe.

L'EBITDA diminue de -6,7% pour s'établir à 12,1 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de -4,2%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les sorties de périmètre ont un impact négatif de -325 millions d'euros, et proviennent principalement des activités de production d'électricité cédées en France, en Italie, au Portugal et aux États-Unis. *A contrario*, les entrées de périmètre s'élèvent à +158 millions d'euros et proviennent essentiellement des acquisitions dans les services (notamment Balfour Beatty Workplace au Royaume-Uni et Ecova aux États-Unis) et dans la production d'électricité en Inde (Meenakshi), ainsi que de la consolidation en intégration globale de GTT depuis son introduction en bourse fin février 2014.

Les impacts de change s'élèvent à -190 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis du réal brésilien et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -521 millions d'euros (-4,2%) mais présente une croissance de +294 millions d'euros (+2,4%) une fois retraitée des effets du climat en France et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013. Au-delà des effets positifs du plan de performance dans chacune des branches, cette évolution s'explique comme suit :

- l'EBITDA de la branche Energy International, qui s'établit à 3 716 millions d'euros, affiche une croissance organique de +1,4%. Cette évolution reflète l'amélioration des performances de la branche, notamment aux États-Unis, en Thaïlande, au Chili, au Royaume-Uni, au Pérou et au Pakistan, en dépit d'une contraction des résultats en Australie et de plus faibles résultats au Brésil en raison de conditions hydrologiques extrêmes ;
- pour la branche Énergie Europe, l'EBITDA s'établit à 2 020 millions d'euros, en décroissance organique de -29,2%, du fait des conditions climatiques défavorables, de l'indisponibilité partielle de trois unités du parc nucléaire en Belgique, de la baisse des prix de marché de l'électricité et du rattrapage tarifaire en France enregistré en 2013. Corrigée des impacts climatiques en France et du rattrapage tarifaire, cette décroissance est limitée à -11,5% en organique ;

- la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 2 225 millions d'euros, en croissance organique de +10,9%, alliant une forte activité GNL en Europe et en Asie et une hausse de la production des activités d'exploration-production du fait des mises en service réalisées au cours de l'année ;

- l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 274 millions d'euros, est en décroissance organique de -1,7% par rapport au 31 décembre 2013, en raison du climat plus doux que l'année dernière qui obère les effets positifs des hausses tarifaires et des augmentations de capacités de transport et de stockage commercialisées en Europe. Corrigée des impacts climatiques en France, la croissance est de +6,8% en organique ;

- la branche Énergie Services enregistre un EBITDA en croissance organique de +3,2% qui s'élève à 1 127 millions d'euros.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 7,2 milliards d'euros, en décroissance organique de -3,4% par rapport à l'année dernière, mais affiche une croissance organique de +8,2% en tenant compte des effets du climat et du rattrapage tarifaire en France. Cet agrégat connaît des évolutions par branche comparables à celles de l'EBITDA et est impacté positivement par la diminution des dotations aux amortissements, associée aux importantes pertes de valeur sur actifs comptabilisées fin 2013.

I.2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

I.2.1 Branche Energy International

31 déc. 2014						
En millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient, Afrique
Chiffre d'affaires	13 977	3 818	2 740	3 782	2 957	679
EBITDA	3 716	1 343	857	956	380	298
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(971)	(361)	(218)	(268)	(109)	(11)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 745	982	638	688	271	286

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

31 déc. 2013								
En millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient, Afrique	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	14 393	3 627	2 891	3 818	3 527	531	-2,9%	+0,7%
EBITDA	4 029	1 473	928	941	488	320	-7,8%	+1,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 093)	(368)	(233)	(327)	(153)	(6)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 937	1 105	695	615	335	314	-6,5%	+4,1%

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

Le chiffre d'affaires de la branche Energy International atteint 13 977 millions d'euros, en baisse brute de -2,9% (variation organique de +0,7%). Ces mouvements reflètent d'une part l'impact des effets de périmètre (-313 millions d'euros) et les fluctuations des taux de change (-195 millions d'euros, essentiellement imputables au réal brésilien, mais également au dollar australien et au baht thaïlandais, le tout partiellement compensé par l'appréciation de la livre sterling), et d'autre part une croissance organique limitée. Celle-ci résulte principalement de la hausse des prix en Amérique du Nord et en Amérique Latine, et de la mise en service de nouvelles centrales en Amérique Latine et dans la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique, compensées par des volumes plus faibles dans l'activité de commercialisation au Royaume-Uni.

L'EBITDA s'élève à 3 716 millions d'euros et enregistre une diminution brute de -7,8% (variation organique de +1,4%), après prise en compte de l'impact des effets de périmètre (-249 millions d'euros) et des fluctuations des taux de change (-116 millions d'euros). La variation organique reflète principalement l'amélioration de la performance en Amérique du Nord, au Royaume-Uni, au Pérou, au Chili, en Thaïlande et au Pakistan, partiellement compensée par des conditions hydrologiques exceptionnellement défavorables au Brésil.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 2 745 millions d'euros, en baisse brute de -6,5% et en croissance organique de +4,1%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique Latine

Le chiffre d'affaires de la région Amérique Latine est en hausse brute de +5,3% à 3 818 millions d'euros, et affiche une croissance organique de +11,1%. Au Brésil, la progression des ventes s'explique par une augmentation du prix moyen des contrats de vente bilatéraux, notamment due à l'indexation sur l'inflation, par l'augmentation des transactions sur le marché à court terme et par la mise en service progressive du complexe éolien de Trairi (115 MW). Le Pérou connaît une évolution positive grâce à la mise en service de la centrale thermique en réserve froide d'Ilo (560 MW) en juin 2013. Au Chili, l'activité enregistre une légère amélioration, principalement sous l'effet de l'augmentation des prix de l'énergie liée à l'indexation sur les prix des combustibles.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de +1,4 TWh et s'élèvent à 56,2 TWh tandis que les ventes de gaz sont en diminution de -1,8 TWh, particulièrement au Chili, et s'établissent à 9,5 TWh.

L'EBITDA atteint 1 343 millions d'euros, enregistrant une baisse organique de -4,2%. Cette évolution s'explique principalement par :

- une performance en recul au Brésil, principalement en raison de conditions hydrologiques défavorables qui ont affecté l'ensemble du système de production hydraulique (déficit) et ont entraîné une augmentation significative des prix «spot»; ce repli a été partiellement compensé par un niveau plus élevé d'exploitation du parc de centrales thermiques, l'achèvement de la mise en service du complexe de fermes éoliennes de Trairi et par l'augmentation des prix moyens des contrats de vente bilatéraux, liée essentiellement à l'inflation ;
- une performance très positive au Chili liée à l'amélioration des marges résultant de prix de l'électricité plus élevés et à une forte performance opérationnelle d'E-CL ; et pour GNLM Mejillones, la mise en service du réservoir *onshore* de stockage de GNL en février 2014 ;
- une évolution positive au Pérou, principalement due à la mise en service de la centrale thermique en réserve froide d'Ilo et à une augmentation de la demande en énergie notamment de la part des clients régulés.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 982 millions d'euros, en variation organique de -5,9%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Asie-Pacifique

Le chiffre d'affaires de la région Asie-Pacifique atteint 2 740 millions d'euros, en baisse brute de -5,2% et en repli organique de -0,6%, reflétant principalement une diminution du chiffre d'affaires des centrales à charbon en Australie, en raison d'un recul des prix de marché, d'une demande plus faible et d'une disponibilité moins grande (suite à des arrêts de production pour maintenance). Ces facteurs ont été partiellement compensés par une activité plus forte en Thaïlande, du fait d'une augmentation de la demande des clients industriels et d'une hausse des prix, ainsi que par la croissance de l'activité de commercialisation en Australie.

Les ventes d'électricité restent stables à 42,8 TWh, l'augmentation de +1,1 TWh enregistrée en Thaïlande étant totalement compensée par une diminution des volumes en Australie. Les ventes de gaz naturel progressent de +0,6 TWh et s'élèvent à 3,7 TWh.

L'EBITDA atteint 857 millions d'euros, en baisse brute de -7,7% et en recul organique de -2,7%. La solide performance des actifs en Thaïlande, qui s'explique principalement par la grande disponibilité de la centrale Gheco-1 et une amélioration des marges sur les clients industriels, a été plus que neutralisée par une moindre performance des centrales à charbon en Australie, affectées par des conditions de marché défavorables et une disponibilité réduite, ainsi que par une contribution plus faible de Singapour, traduisant une pression sur les prix et les volumes.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, à 638 millions d'euros, enregistre une variation organique de -3,3%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique du Nord

Le chiffre d'affaires de la région Amérique du Nord atteint 3 782 millions d'euros, ce qui représente, par rapport à 2013, une baisse brute de -0,9% et une hausse organique de +4,0%. Ces évolutions s'expliquent principalement par l'effet de la bonne performance opérationnelle des activités de production électrique aux États-Unis, encore amplifiée par les phénomènes météorologiques extrêmes qui se sont produits au nord-est du pays durant le premier trimestre 2014.

Les ventes d'électricité atteignent 64,9 TWh, en diminution brute de -1,1 TWh du fait de la baisse des volumes de l'activité de commercialisation aux États-Unis. Les volumes de l'exercice précédent comportaient 3,4 TWh produits par des actifs qui ont ultérieurement fait l'objet d'une cession.

L'ensemble des ventes de gaz naturel⁽¹⁾ hors groupe s'établit à 31,6 TWh, en recul de -9,6 TWh en raison de l'augmentation des reroutages de cargaisons de GNL réalisés par la branche Global Gaz & GNL.

L'EBITDA atteint 956 millions d'euros, en variation organique de +10,2%, principalement en raison de la solide performance enregistrée tout au long de l'année par l'activité électricité aux États-Unis. Celle-ci a bénéficié de conditions climatiques extrêmes dans le nord-est du pays durant le premier trimestre, mais s'est trouvée partiellement compensée par les performances globalement moins bonnes de l'activité GNL, en raison d'un recul des marges moyennes sur le reroutage des cargaisons.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence atteint 688 millions d'euros, en croissance organique de +23,3%, sous l'effet combiné de la croissance de l'EBITDA et de moindres dotations aux amortissements.

Royaume-Uni - Turquie

Le chiffre d'affaires de la région Royaume-Uni - Turquie atteint 2 957 millions d'euros, en variation brute de -16,2%, partiellement due aux impacts de cessions d'actifs en Europe continentale, et en variation organique de -14,5%, en raison de la réduction des volumes de l'activité de commercialisation au Royaume-Uni.

Les ventes d'électricité s'établissent à 30,1 TWh, en baisse de -5,9 TWh, principalement du fait de la baisse des volumes des activités de production et de commercialisation au Royaume-Uni, mais également d'une réduction de -1,0 TWh due aux impacts de cessions d'actifs en Europe continentale. Les ventes de gaz sont en diminution organique de -4,3 TWh, à 35,2 TWh, en raison de volumes plus faibles des activités de commercialisation au Royaume-Uni et en Turquie.

L'EBITDA atteint 380 millions d'euros, en variation organique de +10,6% du fait de *spreads* captés en amélioration par rapport à 2013. L'impact positif d'éléments non récurrents dans l'activité de commercialisation au Royaume-Uni a compensé la baisse des volumes de ventes.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 271 millions d'euros, en croissance organique de +22,1%, grâce à une

(1) Il convient de remarquer que les ventes totales de gaz naturel en volume s'élèvent à 72,7 TWh, ce qui représente une augmentation de +3,5 TWh principalement liée à une hausse du nombre de reroutages de cargaisons GNL.

progression de l'EBITDA combinée au recul des dotations aux amortissements qui résulte en partie de la dépréciation de certains actifs durant l'exercice précédent.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

Le chiffre d'affaires de la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA) s'établit à 679 millions d'euros, en croissance brute de +28,0% et en variation organique de +16,9%. Cette croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'Uch II (Pakistan, 375 MW) en avril 2014 et par la hausse des honoraires reçus pour le développement de projets. La variation brute reflète également l'acquisition de Meenakshi (Inde, 300 MW) en décembre 2013, atténuée par la mise en équivalence de Sohar à Oman (baisse de participation de 45% à 35% en mai 2013).

Les ventes d'électricité s'établissent à 8,7 TWh, en hausse de +1,4 TWh. Cette progression s'explique par l'acquisition de Meenakshi (+1,3 TWh) fin 2013 et par la mise en service d'Uch II (+2 TWh), dont les effets sont en partie compensés par la cession partielle et le changement de méthode de consolidation de la participation dans Sohar (-1,3 TWh).

L'EBITDA atteint 298 millions d'euros, en variation organique de +1,6%. Cette hausse provient principalement de la mise en service d'Uch II et de l'augmentation des honoraires de développement perçus en 2014, et est partiellement compensée par l'augmentation des frais de maintenance et par des éléments non récurrents.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 286 millions d'euros, en variation organique de +1,7%. Cette hausse s'explique par les mêmes facteurs impactant l'évolution de l'EBITDA.

I.2.2 Branche Énergie Europe

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013			Variation brute en %	Variation organique en %
	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe		
Chiffre d'affaires	35 158	29 285	5 873	42 713	36 090	6 623	-17,7%	-17,5%
EBITDA	2 020	1 571	585	2 877	2 592	398	-29,8%	-29,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 107)	(909)	(195)	(1 447)	(1 178)	(264)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	913	662	390	1 430	1 414	134	-36,2%	-36,4%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %
Ventes de gaz	605,8	686,3	-11,7%
Ventes d'électricité	159,9	181,4	-11,9%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Europe s'établit à 35 158 millions d'euros, en recul de -17,7% (-17,5% en organique). Cette baisse s'explique notamment par l'impact du climat sur les ventes de gaz (le climat de l'année 2014 ayant été exceptionnellement doux alors que celui de l'année 2013 avait été particulièrement froid), la baisse des prix de vente et les périodes d'indisponibilité de certaines unités nucléaires. Les ventes de gaz atteignent 606 TWh dont 95 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 160 TWh. À fin décembre 2014, la branche sert près de 13,8 millions de clients particuliers en gaz et près de 5,7 millions en électricité.

L'EBITDA de la branche est en baisse de -29,8% à 2 020 millions d'euros (-29,2% en organique). L'année 2014 a été pénalisée par des conditions climatiques défavorables, par la mise à l'arrêt des centrales de Doel 3 et Tihange 2 à partir du 26 mars 2014 puis de Doel 4 du 5 août au 19 décembre, par la baisse des prix de marché de l'électricité et par le rattrapage tarifaire en France comptabilisé en

2013 (relatif aux exercices 2011 et 2012 et concernant le gaz naturel). Ces effets sont en partie compensés par les efforts de performance réalisés au sein de la branche et par la variation positive des dotations nettes aux provisions par rapport à 2013.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est également en baisse, reflétant l'évolution défavorable de l'EBITDA, partiellement compensée par la baisse des dotations aux amortissements à la suite des pertes de valeur comptabilisées fin 2013.

Central Western Europe (CWE)

Le chiffre d'affaires contributif de CWE s'établit à 29 285 millions d'euros, en baisse de -18,9% (-18,8% en organique).

L'EBITDA de CWE recule de -39,4% (-38,9% en organique) sous l'effet du climat défavorable, du recul des prix, des périodes

d'indisponibilité des trois centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 4 et de l'effet du rattrapage du retard tarifaire en France enregistré en 2013.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la même évolution

défavorable que celle de l'EBITDA, compensée en partie par la baisse des dotations aux amortissements, du fait des pertes de valeur comptabilisées fin 2013.

CWE FRANCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	13 698	17 676	-22,5%	-22,3%
EBITDA	633	1 494	-57,7%	-57,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(380)	(466)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	252	1 028	-75,5%	-76,0%

VOLUMES VENDUS PAR LE PAYS

<i>En TWh</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	205,7	280,5	-26,7%
Ventes d'électricité	46,3	51,7	-10,5%

(1) Données contributives branche.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

<i>En TWh</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(21,7)	17,3	(39,0)

À fin décembre 2014, le chiffre d'affaires contributif de la France s'établit à 13 698 millions d'euros, en baisse de -22,5% (-22,3% en organique), notamment du fait de la différence de climat entre 2013 et 2014 et du rattrapage tarifaire enregistré en 2013.

Les ventes de gaz naturel baissent de -74,9 TWh, pénalisées par une année douce (-21,7 TWh) alors qu'il avait fait très froid en 2013 (+17,3 TWh), par la pression concurrentielle et la baisse de la demande tirée par les économies d'énergie. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 80% sur le marché des particuliers et d'environ 42% sur le marché d'affaires.

Les ventes d'électricité baissent de -5,4 TWh malgré la croissance des ventes aux clients finaux qui est plus que compensée par la baisse des ventes sur le marché liée principalement à la moindre production des centrales à gaz et à une plus faible hydraulité.

L'EBITDA baisse de 861 millions d'euros du fait de la baisse des volumes vendus, du rattrapage tarifaire inscrit dans les comptes 2013 et de la baisse des prix de marché de l'électricité.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la même évolution que l'EBITDA.

CWE BENELUX - ALLEMAGNE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 964	12 273	-18,8%	-19,1%
EBITDA	826	1 167	-29,3%	-33,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(461)	(624)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	365	543	-32,7%	-40,4%

Le chiffre d'affaires de Benelux - Allemagne s'établit à 9 964 millions d'euros, en retrait de -18,8% (-19,1% en organique) par rapport à 2013.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent de -7,9 TWh, principalement du fait de la baisse des ventes sur les marchés de gros en raison de la baisse de la production d'électricité (-8,8 TWh) liée à l'arrêt prolongé de certaines centrales nucléaires, et de l'érosion des parts de marché en 2013 (qui se stabilisent depuis à environ 49% sur le marché des particuliers).

Les ventes d'électricité sont en baisse aux Pays-Bas (-0,7 TWh) et se maintiennent en Allemagne (-0,1 TWh).

Les volumes de gaz naturel vendus baissent de -31,7 TWh (-25%) au Benelux - Allemagne, en raison du climat défavorable en 2014 et du fait de l'érosion des parts de marché. Celles-ci sont stabilisées depuis le début de l'année autour de 45% en Belgique sur le marché des particuliers.

L'EBITDA de Benelux - Allemagne est en baisse de -33,0% en organique, du fait de l'indisponibilité de certaines centrales nucléaires, de la baisse des prix de l'électricité et des *spreads*, et de la baisse des volumes de vente de gaz naturel.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la baisse de l'EBITDA malgré de moindres dotations nettes aux amortissements.

SOUTHERN & EASTERN EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 873	6 623	-11,3%	-10,6%
EBITDA	585	398	+47,2%	+45,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(195)	(264)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	390	134	NA	NA

Southern & Eastern Europe voit son chiffre d'affaires baisser de -11,3% (-10,6% en organique), principalement sous l'effet de la baisse des ventes de gaz et d'électricité en Italie (marché de gros et clients finaux).

L'EBITDA de Southern & Eastern Europe augmente de +45,5% du fait de la hausse des prix des certificats verts en Pologne, des hausses tarifaires en Roumanie et d'effets non récurrents en Italie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la croissance observée au niveau de l'EBITDA et bénéficie de moindres dotations nettes aux amortissements.

I.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	6 883	5 644	+22,0%	+21,5%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	9 551	8 404	+13,6%	
EBITDA	2 225	2 028	+9,7%	+10,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 162)	(1 056)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 064	973	+9,4%	+10,0%

Le chiffre d'affaires contributif au 31 décembre 2014 s'élève à 6 883 millions d'euros, en hausse brute de +22,0% par rapport à fin décembre 2013 et en croissance organique de +21,5%.

La forte croissance du chiffre d'affaires contributif s'explique par :

- des ventes externes de GNL en hausse de 40 TWh, soit 119 TWh totalisant 142 cargaisons (dont 75 en Asie) à fin décembre 2014 contre 79 TWh totalisant 87 cargaisons à fin décembre 2013 (dont 67 en Asie) ;
- une hausse du niveau de la production contributive d'hydrocarbures de l'Exploration-Production (48,9 Mbep à fin

décembre 2014 versus 45,4 Mbep à fin décembre 2013) à la suite des récentes mises en service, compensée par l'impact défavorable de la baisse des prix des matières premières ;

- la consolidation en intégration globale de GTT depuis son introduction en bourse (fin février 2014).

La production totale d'hydrocarbures à fin décembre 2014 est en hausse de 3,6 Mbep à 55,5 Mbep versus 51,9 Mbep à fin décembre 2013. Sur l'année, le niveau de production d'hydrocarbures a bénéficié du redémarrage de Njord et des mises en service des champs d'Amstel aux Pays-Bas (février), de Gudrun

et de H-North en Norvège (respectivement en avril et en septembre).

Au 31 décembre 2014, l'EBITDA de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 225 millions d'euros en hausse brute de +9,7% par rapport à fin décembre 2013. La croissance organique est de +10,9%, liée à la variation positive des dotations nettes aux provisions, à la forte activité GNL en Europe et en Asie et à la hausse de la production totale d'hydrocarbures (mises en service),

que compense partiellement la baisse des prix des matières premières.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 1 064 millions d'euros à fin décembre 2014, en croissance brute de +9,4% et croissance organique de +10,0%. Cette croissance reflète l'évolution constatée sur l'EBITDA.

1.2.4 Branche Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 994	2 557	+17,1%	+17,1%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 812	6 775	+0,5%	
EBITDA	3 274	3 334	-1,8%	-1,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 280)	(1 264)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 994	2 069	-3,6%	-3,5%

Le chiffre d'affaires total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 812 millions d'euros, stable par rapport à décembre 2013, du fait :

- de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+2,9% au 1^{er} juillet 2014, +4,1% au 1^{er} juillet 2013) et celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+3,9% au 1^{er} avril 2014, +8,3% au 1^{er} avril 2013) en France ;
- de l'offre de capacités de transport supplémentaires dans le Sud au travers du service JTS (Joint Transport Storage) qui permet de réserver des capacités de transport et de stockage de façon couplée sur la liaison PEG Nord-Sud ;
- d'une meilleure commercialisation des capacités de stockage en France associée au début de la commercialisation des nouvelles cavités en Allemagne (Peckensen 4 et 5) et au Royaume-Uni (Stublach) ;
- et malgré la baisse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus chaud en 2014 qu'en 2013 (-55,1 TWh⁽¹⁾).

Dans ce contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 2 994 millions d'euros en progression de +17,1% par rapport à 2013. Cette croissance traduit :

- le développement des activités de distribution, de transport et de stockage pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- la bonne tenue des opérations d'achat-vente de gaz naturel pour maintenir les performances techniques des stockages.

L'EBITDA de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 274 millions d'euros, en baisse de -1,8% par rapport à décembre 2013 (-1,7% en organique). Ce recul concerne principalement l'activité de distribution pénalisée par un climat plus chaud. En dehors cet effet climatique, l'EBITDA est en croissance organique corrigée de +6.8%.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 994 millions d'euros soit -3,6% par rapport à décembre 2013 (-3,5% en organique) avec des dotations nettes aux amortissements en légère hausse (+1,4%). La diminution des dotations consécutives aux pertes de valeur enregistrées fin 2013 est compensée par la mise en service de nouvelles installations.

(1) 23 TWh de climat froid en 2013 et -32,1 TWh de climat chaud en 2014.

I.2.5 Branche Énergie Services

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	15 673	14 678	+6,8%	+0,4%
EBITDA	1 127	1 041	+8,2%	+3,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(335)	(333)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	791	708	+11,8%	+5,5%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Services s'établit à 15 673 millions d'euros au 31 décembre 2014, soit une variation brute de +6,8%, portée par les acquisitions réalisées fin 2013 et courant 2014 de Balfour Beatty Workplace et Lend Lease au Royaume-Uni pour +847 millions d'euros ; Ecova aux États Unis pour +68 millions d'euros.

La variation organique du chiffre d'affaires ressort à +0,4% et s'explique principalement par la hausse des activités d'installations en France et au Benelux, en particulier dans les activités de génie électrique et de génie climatique. Cette hausse est cependant partiellement compensée par les effets défavorables du climat doux sur l'année 2014 et par les derniers impacts de l'arrêt des contrats de cogénération gaz en France et en Italie du fait de la fin des régimes d'obligation d'achat de l'électricité produite par ces actifs.

L'EBITDA de la branche Énergie Services s'établit à 1 127 millions d'euros, en hausse brute de +8,2%, notamment du fait des acquisitions réalisées au Royaume-Uni et aux États-Unis. La croissance organique ressort à +3,2% et s'explique pour l'essentiel par les éléments favorables suivants :

- un effet volume positif sur les activités d'installations notamment en France, au Benelux et en Allemagne ;
- les mesures de réduction des coûts, notamment sur les frais généraux et l'amélioration de la performance opérationnelle ;
- l'impact positif des mises en service de nouveaux actifs dans les Réseaux de chaleur et dans les Services en France.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- les derniers impacts de l'arrêt des contrats de cogénération gaz en France et en Italie ;
- le climat exceptionnellement doux en Europe en 2014 impactant négativement les activités de réseaux urbains et de ventes d'énergie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 791 millions d'euros, en croissance organique de +5,5%.

I.2.6 Autres

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	(224)	(292)	+23,2%	+23,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(121)	(159)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(346)	(451)	+23,3%	+23,3%

Au 31 décembre 2014, l'EBITDA de la branche Autres (-224 millions d'euros) est en amélioration par rapport à 2013, notamment du fait de l'amélioration de la quote-part du résultat net de SUEZ Environnement attribuable à GDF SUEZ, des effets du plan Perform 2015 et de reprises de provisions effectuées par la filiale de réassurance du Groupe.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence 2014 est également en amélioration en raison d'un meilleur EBITDA et d'un ajustement positif des charges relatives aux paiements fondés sur des actions (IFRS 2).

I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	7 161	7 665	-6,6%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(298)	(225)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(1 037)	(14 773)	
Restructurations	(167)	(285)	
Effets de périmètre	562	(41)	
Autres éléments non récurrents	353	535	
Résultat des activités opérationnelles	6 574	(7 124)	NA
Résultat financier	(1 876)	(1 715)	
Impôts sur les bénéfices	(1 588)	(641)	
RÉSULTAT NET	3 110	(9 481)	NA
dont Résultat net part du Groupe	2 440	(9 646)	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	669	165	

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) 2014 affiche un produit de 6 574 millions d'euros contre une perte de 7 124 millions d'euros en 2013.

L'exercice 2013 avait été marqué par la comptabilisation de pertes de valeur de 14 773 millions d'euros (contre 1 037 millions d'euros en 2014), dont 5 689 millions d'euros sur les *goodwills* (y compris *goodwill* sur entreprises mises en équivalence) et 8 994 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels. Au travers de ces pertes de valeur, le Groupe avait pris acte du changement profond du paradigme énergétique européen.

Les pertes de valeur de 1 037 millions d'euros comptabilisées en 2014 se répartissent essentiellement entre les branches Global Gaz & GNL (362 millions d'euros), Energy International (306 millions d'euros) et Énergie Europe (291 millions d'euros). Elles portent notamment sur des actifs d'exploration-production en Mer du Nord (261 millions d'euros) qui pâtissent de la baisse des réserves prouvées et probables de production et de la contraction des prix du gaz en Europe, ainsi que sur des centrales thermiques au Royaume-Uni (181 millions d'euros) du fait de la dégradation des perspectives de marché.

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur (Mtm - Mark-to-market) des instruments financiers sur matières premières qui a un impact négatif de -298 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de -225 millions d'euros au 31 décembre 2013. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs, partiellement compensés par des effets nets positifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2013 ;
- des charges de restructuration de -167 millions d'euros, contre -285 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;
- des «Effets de périmètre» (résultats de cessions de titres consolidés ou de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à +562 millions d'euros contre

-41 millions d'euros au 31 décembre 2013. Ils correspondent principalement aux gains de réévaluation comptabilisés sur GTT (suite à sa prise de contrôle) pour +359 millions d'euros et sur les intercommunales wallonnes (perte d'influence notable) pour +174 millions d'euros ;

- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de +353 millions d'euros (correspondant essentiellement à la plus-value de cession des participations dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes) à comparer à +535 millions d'euros au 31 décembre 2013 (correspondant essentiellement à une reprise de provision pour aval du cycle nucléaire en Belgique).

Le résultat financier au 31 décembre 2014 s'établit à -1 876 millions d'euros, contre -1 715 millions d'euros au 31 décembre 2013. La diminution du coût de la dette de +266 millions d'euros résultant de la baisse de l'encours et du coût moyen de la dette brute est plus que compensée par l'impact de charges non récurrentes de -328 millions d'euros par rapport à 2013 (variation de juste valeur des dérivés non qualifiés pour -236 millions d'euros et impact des restructurations de la dette pour -69 millions d'euros), et par l'augmentation de la charge d'actualisation des provisions de -114 millions d'euros.

La charge d'impôt 2013 comprenait un produit d'impôt de 1 593 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre 659 millions d'euros en 2014), lesquels provenaient essentiellement des pertes de valeur comptabilisées en 2013 sur les actifs corporels et incorporels. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 35,0%, en léger retrait par rapport au taux d'impôt effectif récurrent de 2013 (35,7%).

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à +669 millions d'euros, en forte hausse par rapport à décembre 2013 du fait des pertes de valeur comptabilisées en 2013.

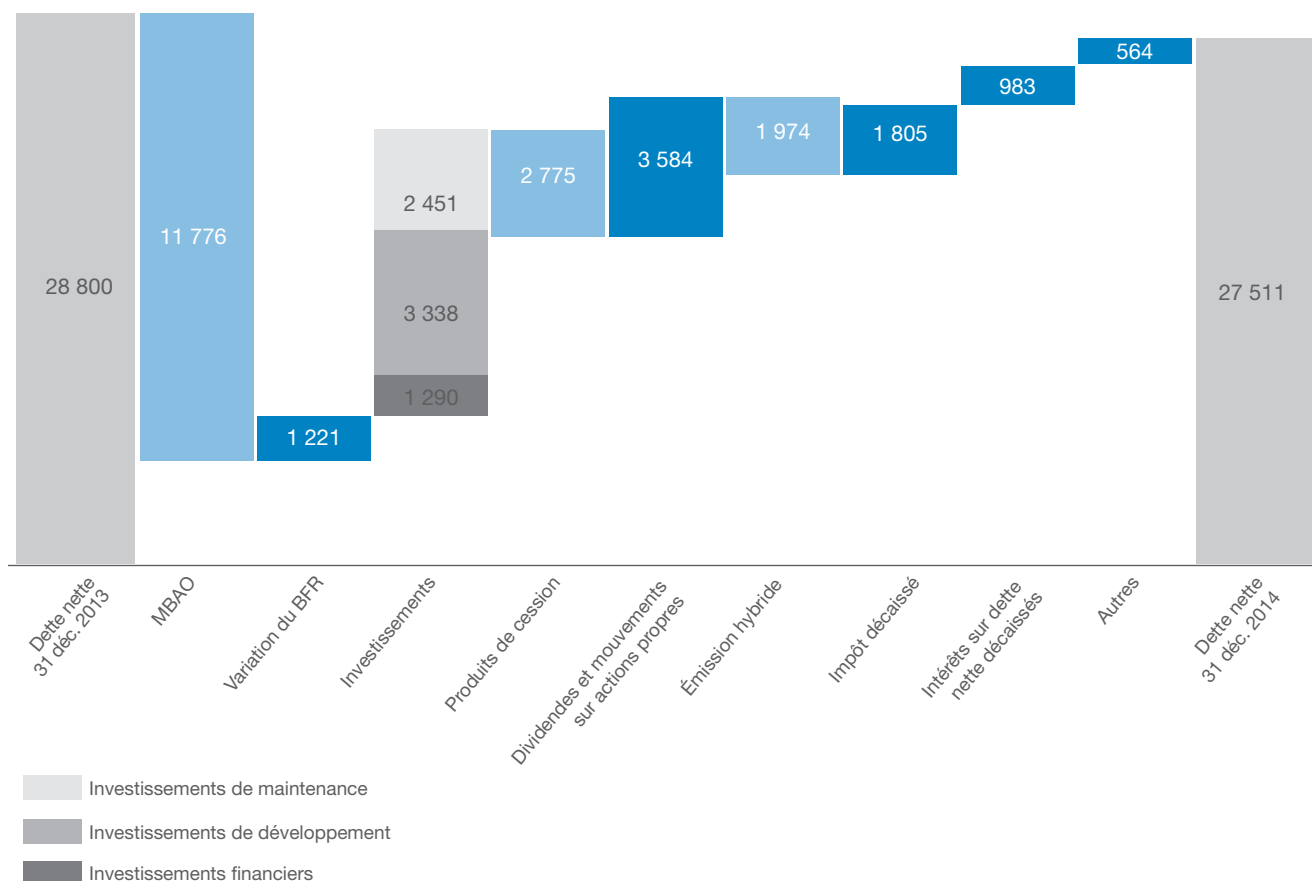
I.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette s'établit à 27,5 milliards d'euros à fin décembre 2014 et diminue de 1,3 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2013 sous l'effet (i) de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (11,8 milliards d'euros) et de l'émission hybride réalisée début juin par GDF SUEZ SA (2,0 milliards d'euros) (ii) diminuée de la variation

de BFR (1,2 milliard d'euros), des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (3,9 milliards d'euros) ainsi que du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (2,8 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2014 à 2,27 :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Endettement financier net	27 511	28 800
EBITDA	12 138	13 017
Ratio Dette nette/EBITDA	2,27	2,21

I.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 11 776 millions d'euros au 31 décembre 2014, en baisse de 1 349 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2013.

L'évolution de la MBAO suit celle de l'EBITDA amplifiée de la variation nette des dotations aux provisions désormais intégrées dans la nouvelle définition de l'EBITDA.

I.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact négatif de -1,2 milliard d'euros en lien notamment avec l'évolution du prix des commodités (brent) sur les appels de marge.

I.4.3 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 7 079 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 1 290 millions d'euros. Ces investissements proviennent principalement de l'acquisition d'Ecova (États-Unis) par Cofely, du versement des augmentations de capital souscrites sur Jirau (213 millions d'euros), des placements de Synatom qui ont augmenté de 171 millions d'euros, des prêts et mises au capital relatives au projet de construction du gazoduc Los Ramones (Mexique) pour 134 millions d'euros, et de l'acquisition de la participation minoritaire des communes flamandes dans Electrabel Customer Solutions (Belgique) pour 101 millions d'euros ;
- des investissements de développement de 3 338 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Global Gaz & GNL (1 015 millions d'euros) pour le développement de champs gaziers au Royaume-Uni, en Indonésie, aux Pays-Bas, en Norvège et en Algérie, par la branche Infrastructures (792 millions d'euros) concernant le réseau de transport du gaz naturel en France et le projet de compteurs communicants Gazpar, ainsi que par la branche

Energy International (689 millions d'euros) dans le cadre de la construction de centrales au Pérou, en Inde et au Brésil ;

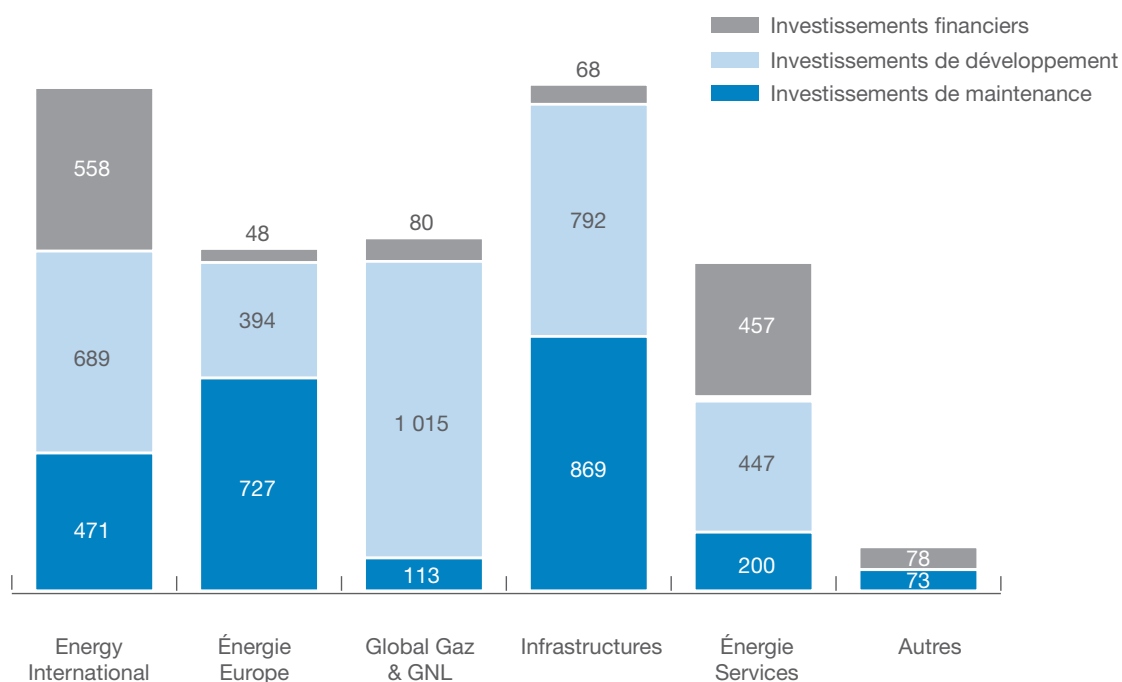
- et des investissements de maintenance de 2 451 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 2 775 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession de participations dans les intercommunales mixtes flamandes (Belgique) pour 911 millions d'euros, la cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica et le remboursement des prêts accordés par le Groupe à ces entités pour 455 millions d'euros, la cession de 20% des titres de Jirau (Brésil) pour 318 millions d'euros, la cession de ISAB (Italie) pour 153 millions d'euros et le remboursement anticipé du solde du prix de cession de SPP (Slovaquie) pour 122 millions d'euros.

Y compris les variations de périmètre liées à ces acquisitions et cessions, les investissements nets s'établissent à 3 879 millions d'euros.

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

En millions d'euros



I.4.4 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 3 584 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires pour 2 767 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2013 (soit 0,67 euro par action) versé en mai 2014 et à l'acompte sur dividende (soit 0,50 euro par action) versé en octobre 2014 ;

- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 761 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

I.4.5 Endettement net au 31 décembre 2014

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 69% en euros, 13% en dollars américains et 6% en livres sterling au 31 décembre 2014.

La dette nette est libellée à 80% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,1 ans.

Au 31 décembre 2014, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,3 milliards d'euros.

1.5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013	Variation nette
Actifs non courants	109 999	105 813	4 187
dont goodwill	21 222	20 420	802
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	71 601	70 154	1 447
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	7 055	6 799	255
Actifs courants	55 306	50 120	5 186
Capitaux propres	55 959	53 659	2 299
Provisions	18 539	16 098	2 441
Dettes financières	38 321	38 892	(570)
Autres passifs	52 486	47 283	5 203

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 71,6 milliards d'euros, en hausse de +1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2013. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de l'année (+5,8 milliards d'euros), et des écarts de conversion (+1,7 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-4,7 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont en hausse de +0,8 milliard d'euros à 21,2 milliards d'euros, essentiellement à la suite de la prise de contrôle de GTT (+0,4 milliard d'euros), de l'acquisition d'Ecova (+0,2 milliard d'euros) et du groupe Lahmeyer (+0,1 milliard d'euros).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 56,0 milliards d'euros, en hausse de +2,3 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2013. Cette augmentation provient essentiellement du résultat net

de la période (+3,1 milliards d'euros), de l'émission d'une dette obligataire hybride (+2,0 milliards d'euros), de la prise de contrôle de GTT (+0,5 milliard d'euros), de l'impact des augmentations de capital réservées aux salariés dans le cadre du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2014» (+0,3 milliard d'euros) et du versement de dividendes en numéraire (-3,5 milliards d'euros).

Les autres éléments du résultat global se compensent entre d'une part les écarts actuariels et les couvertures d'investissement net ou de flux de trésorerie nets d'impôts (-1,9 milliard d'euros) et les écarts de conversion d'autre part (+1,8 milliard d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de +2,4 milliards d'euros du fait essentiellement des écarts actuariels de la période sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (+1,8 milliard d'euros) et des impacts de la désactualisation des provisions (+0,6 milliard d'euros).

I.6 COMPTES PRO FORMA AVEC LE GROUPE SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY EN ENTREPRISE MISE EN ÉQUIVALENCE

La fin du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013 s'est traduite chez GDF SUEZ par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company, et par la mise en équivalence de cet ensemble dans les comptes consolidés de GDF SUEZ à compter de cette date (cf. Note 5.7.1).

Afin de permettre une meilleure comparabilité des performances opérationnelles et financières entre les deux exercices, le Groupe a préparé une information pro forma au 31 décembre 2013.

Les tableaux ci-dessous et ci-après présentent le passage entre le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie publiés au 31 décembre 2013 et le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie pro forma au 31 décembre 2013 intégrant une mise en équivalence de SUEZ Environnement à compter du 1^{er} janvier 2013.

COMPTE DE RÉSULTAT AU 31 DÉCEMBRE 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise mise en équivalence
Chiffre d'affaires	87 898	(7 922)	9	79 985
Achats	(50 396)	1 642	(4)	(48 758)
Charges de personnel	(11 615)	2 091	-	(9 524)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 426)	537	-	(5 889)
Autres charges opérationnelles	(13 853)	3 219	(14)	(10 648)
Autres produits opérationnels	2 077	(153)	10	1 933
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 685	(587)	-	7 098
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	570	(3)	-	567
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	8 254	(589)	-	7 665
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	1	-	(225)
Pertes de valeur	(14 770)	(4)	-	(14 773)
Restructurations	(302)	17	-	(285)
Effets de périmètre ⁽²⁾	405	2	(448)	(41)
Autres éléments non récurrents	544	(10)	-	535
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 093)	(583)	(448)	(7 124)
Charges financières	(2 444)	269	(3)	(2 177)
Produits financiers	498	(40)	3	461
RÉSULTAT FINANCIER	(1 945)	230	-	(1 715)
Impôt sur les bénéfices	(745)	104	-	(641)
RÉSULTAT NET	(8 783)	(249)	(448)	(9 481)
Résultat net part du Groupe	(9 198)	-	(448)	(9 646)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	414	(249)	-	165
EBITDA	14 223	(1 206)	-	13 017

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) L'impact de 448 millions d'euros est relatif au gain net comptabilisé dans les comptes consolidés lors de la mise en équivalence de SUEZ Environnement.

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

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE AU 31 DÉCEMBRE 2013

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise mise en équivalence
RÉSULTAT NET	(8 783)	(249)	(448)	(9 481)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(570)	3	-	(567)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	433	89	-	522
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	20 519	(505)	-	20 014
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(479)	8	448	(23)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	226	(2)	-	225
- Autres éléments sans effet de trésorerie	93	(14)	-	79
- Charge d'impôt	745	(104)	-	641
- Résultat financier	1 945	(230)	-	1 715
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 129	(1 004)	-	13 125
+ Impôt décaissé	(2 058)	97	-	(1 961)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(91)	259	-	169
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	11 980	(648)	-	11 333
Investissements corporels et incorporels	(6 518)	580	-	(5 938)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(363)	14	-	(349)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(688)	5	-	(683)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(143)	14	-	(128)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	267	(24)	-	243
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	468	(17)	-	451
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 569	(17)	-	1 552
Cessions de titres disponibles à la vente	171	(1)	-	171
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	74	3	3	80
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	127	(8)	-	119
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(69)	40	143	114
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 103)	588	146	(4 368)
Dividendes payés	(4 694)	348	-	(4 346)
Remboursement de dettes financières	(5 640)	505	-	(5 135)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(435)	28	-	(407)
Intérêts financiers versés	(1 553)	228	(3)	(1 328)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	116	(25)	-	91
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(184)	(11)	-	(195)
Augmentation des dettes financières	3 393	(951)	(143)	2 299
Augmentation/diminution de capital	388	(2)	-	387
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	1 657	-	-	1 657
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(5)	-	-	(5)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(71)	12	-	(59)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(7 027)	132	(146)	(7 041)
Effet des variations de change et divers	(2 083)	2 056	-	(27)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 233)	2 129	-	(103)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	10 939	(2 129)	-	8 809
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 706	-	-	8 706

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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.

I.7 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 2014, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 24 562 millions d'euros en diminution de 14% par rapport à 2013, notamment sous l'effet d'un climat plus défavorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à -1 354 millions d'euros contre -676 millions d'euros en 2013. Cette baisse provient principalement de la dégradation de la marge énergie partiellement compensée par une réduction des consommations externes, et du poste amortissements et provisions.

Le résultat financier est positif à 1 590 millions d'euros contre 1 054 millions d'euros sur l'exercice 2013. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 2 297 millions d'euros contre 1 778 millions d'euros en 2013, le coût de la dette qui reste stable à -859 millions d'euros, principalement composé des charges d'intérêts sur les emprunts obligataires.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -203 millions d'euros principalement sous les effets

conjointes du résultat de restructuration des dettes pour -267 millions d'euros, des dépréciations nettes de reprises sur titres (-30 millions d'euros), compensés par la reprise de provision pour hausse de prix (+54 millions d'euros) et des plus-values sur cessions d'immeubles (+20 millions d'euros).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 378 millions d'euros contre un produit d'impôt de 768 millions d'euros en 2013 (ces montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 368 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 441 millions d'euros en 2013).

Le résultat net ressort à 411 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 41 896 millions d'euros contre 43 984 millions d'euros à fin 2013, sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire partiellement compensée par l'augmentation de capital liée à LINK 2014 et par le résultat net de la période.

Au 31 décembre 2014, les dettes financières, ressortent à 29 695 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 7 079 millions d'euros.

INFORMATIONS RELATIVES 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 manquement significatif 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 déc. 2014			31 déc. 2013		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Échues	33	94	127	142	114	256
À 30 jours	414	28	442	614	40	654
À 45 jours	8	251	259	15	6	21
À +45 jours	23	-	23	17	-	17
TOTAL	478	373	851	788	160	948

I.8 PERSPECTIVES

Objectifs ⁽¹⁾ financiers pour 2015 : un résultat net récurrent résilient malgré la chute du prix des commodités grâce à la mise en place d'un plan de réaction ciblé

Dans le contexte de la chute récente et importante des prix du pétrole et du gaz qui a un impact significatif sur les métiers du Groupe à court terme (estimé à environ -900 millions d'euros sur l'Ebitda 2015 et -350 millions d'euros sur le Résultat net récurrent, part du Groupe, aux conditions de marché du 31 décembre 2014), le Groupe a décidé la mise en place d'un **plan de réaction opérationnel rapide**, en complément du plan Perform 2015, focalisé sur des **réductions ciblées** de dépenses opérationnelles (250 millions d'euros d'impact sur l'EBITDA 2015) s'accompagnant d'un décalage de certains investissements de croissance (2 milliards d'euros sur 2015-2016).

Ce plan permet d'annoncer pour 2015 un **résultat net récurrent, part du Groupe compris entre 3,0 et 3,3 milliards d'euros**, à climat

moyen en France, **en ligne avec celui publié pour l'exercice 2014**. Cet objectif repose sur des estimations d'EBITDA et de résultat opérationnel courant ⁽²⁾ de respectivement 11,7 à 12,3 milliards d'euros et 6,8 à 7,4 milliards d'euros.

Par ailleurs, compte tenu des perspectives de croissance à moyen terme et de génération de cash pour 2015-2016, le Groupe confirme sa politique d'allocation du capital sur la période 2014-2016 comme suit :

- **des investissements nets ⁽³⁾ compris entre 6 et 7 milliards d'euros par an en moyenne ;**
- **un ratio dette nette/EBITDA inférieur ou égal à 2,5 x et maintien d'une notation de catégorie «A» ;**
- **et une politique de dividende stabilisée avec un taux de distribution ⁽⁴⁾ de 65-75% et un minimum de 1 euro par action payable en numéraire.**

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} juillet 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22, €/BRL : 3,23.

(2) Après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

(3) Investissements nets = investissements bruts – cessions ; (cash et effet dette nette).

(4) Sur la base du résultat net récurrent part du Groupe.



ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	PAGE 22	ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	PAGE 26
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	23	ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE	28
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	24		

COMPTES DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Chiffre d'affaires	7.1	74 686	87 898
Achats		(44 155)	(50 396)
Charges de personnel	7.2	(9 779)	(11 615)
Amortissements, dépréciations et provisions	7.3	(4 797)	(6 426)
Autres charges opérationnelles		(10 999)	(13 853)
Autres produits opérationnels		1 764	2 077
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7	6 720	7 685
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	441	570
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		7 161	8 254
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	(298)	(226)
Pertes de valeur	8.2	(1 037)	(14 770)
Restructurations	8.3	(167)	(302)
Effets de périmètre	8.4	562	405
Autres éléments non récurrents	8.5	353	544
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	8	6 574	(6 093)
Charges financières		(2 462)	(2 444)
Produits financiers		586	498
RÉSULTAT FINANCIER	9	(1 876)	(1 945)
Impôt sur les bénéfices	10	(1 588)	(745)
RÉSULTAT NET		3 110	(8 783)
Résultat net part du Groupe		2 440	(9 198)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		669	414
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	12	1,00	(3,90)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	12	1,00	(3,90)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation et du changement de présentation du compte de résultat (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2014 Quote-part du Groupe	31 déc. 2014 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}	31 déc. 2013 Quote-part du Groupe ^{(1) (2)}	31 déc. 2013 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ^{(1) (2)}
RÉSULTAT NET		3 110	2 440	669	(8 783)	(9 198)	414
Actifs financiers disponibles à la vente	16	47	47	-	(47)	(41)	(6)
Couverture d'investissement net		(442)	(442)	-	375	327	48
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(717)	(702)	(15)	494	405	89
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	298	234	64	(262)	(256)	(6)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	10	182	211	(29)	(201)	(169)	(32)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(128)	(128)	-	156	122	34
Écarts de conversion		1 836	1 546	290	(2 054)	(1 590)	(464)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		1 076	767	310	(1 539)	(1 202)	(337)
Pertes et gains actuariels	20	(1 762)	(1 658)	(105)	624	595	29
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	10	516	482	33	(199)	(189)	(11)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		7	7	(1)	(4)	(10)	6
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(1 240)	(1 168)	(72)	420	397	24
RÉSULTAT GLOBAL		2 946	2 039	907	(9 902)	(10 003)	101

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2013 ⁽¹⁾⁽²⁾
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 569	7 042	12 663
Goodwills	13	21 222	20 420	29 535
Immobilisations corporelles nettes	15	64 032	63 112	81 761
Titres disponibles à la vente	16	2 893	3 015	3 341
Prêts et créances au coût amorti	16	2 960	1 898	3 051
Instruments financiers dérivés	16	2 733	2 351	3 109
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	7 055	6 799	6 158
Autres actifs	27	557	685	933
Impôts différés actif	10	980	490	1 333
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		109 999	105 813	141 884
Actifs courants				
Prêts et créances au coût amorti	16	925	1 470	1 974
Instruments financiers dérivés	16	7 886	3 833	4 292
Clients et autres débiteurs	16	21 558	21 057	24 797
Stocks	27	4 891	4 973	5 332
Autres actifs	27	10 049	8 157	8 811
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	16	1 450	1 001	431
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	8 546	8 706	10 939
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	-	922	2 754
TOTAL ACTIFS COURANTS		55 306	50 120	59 329
TOTAL ACTIF		165 305	155 932	201 213

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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.

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2013 ^{(1) (2)}
Capitaux propres part du Groupe		49 527	47 971	59 760
Participations ne donnant pas le contrôle		6 432	5 689	11 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES	18	55 959	53 659	71 432
Passifs non courants				
Provisions	19	16 402	14 066	15 405
Dettes financières	16	28 024	28 576	41 945
Instruments financiers dérivés	16	3 020	2 062	2 657
Autres passifs financiers	16	286	213	624
Autres passifs	27	1 078	1 147	2 025
Impôts différés passif	10	9 039	9 466	11 697
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		57 849	55 530	74 353
Passifs courants				
Provisions	19	2 137	2 032	2 042
Dettes financières	16	10 297	10 316	12 069
Instruments financiers dérivés	16	5 895	4 043	4 066
Fournisseurs et autres créanciers	16	18 799	16 398	19 019
Autres passifs	27	14 370	13 521	16 749
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	-	434	1 483
TOTAL PASSIFS COURANTS		51 498	46 743	55 428
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		165 305	155 932	201 213

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

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

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordonnés à durée indéter- minée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2012	2 412 824 089	2 413	32 207	26 427	-	(242)	235	(1 206)	59 834	11 468	71 303
Impact IFRS 10 & 11 (cf. Note 2)				(79)		3	1		(74)	204	130
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2013⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	26 349	-	(239)	236	(1 206)	59 760	11 672	71 432
Résultat net ⁽¹⁾				(9 198)					(9 198)	414	(8 783)
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾				397		388	(1 590)		(805)	(313)	(1 119)
RÉSULTAT GLOBAL ⁽¹⁾				(8 801)	-	388	(1 590)	-	(10 003)	101	(9 902)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				88					88	5	93
Dividendes distribués en numéraire				(3 539)					(3 539)	(1 071)	(4 610)
Achat/vente d'actions propres				(101)				97	(5)	-	(5)
Perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 5.7)									-	(5 225)	(5 225)
Émission de titres super- subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 18.2.1)					1 657				1 657	-	1 657
Transactions entre actionnaires				19		3			22	(187)	(165)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	379	379
Autres variations				(8)					(8)	15	7
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 659

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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.

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordonnés à durée indéter- minée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2013⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 659
Résultat net				2 440					2 440	669	3 110
Autres éléments du résultat global				(1 168)		(779)	1 546		(401)	238	(163)
RÉSULTAT GLOBAL				1 273	-	(779)	1 546	-	2 039	907	2 946
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	22 460 922	22	299	35					357	-	357
Dividendes distribués en numéraire <i>(cf. Note 18.2.3)</i>				(2 767)					(2 767)	(761)	(3 527)
Achat/vente d'actions propres <i>(cf. Note 18.1.2)</i>				(17)				152	136	-	136
Émission de titres super- subordonnés à durée indéterminée <i>(cf. Note 18.2.1)</i>					1 974				1 974	-	1 974
Coupons des titres super- subordonnés <i>(cf. Note 18.2.1)</i>					(67)				(67)	-	(67)
Transactions entre actionnaires				(114)					(114)	12	(102)
Prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz <i>(cf. Note 5.1)</i>									-	476	476
Augmentations de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	60	60
Autres variations				(1)					(1)	49	48
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 435 285 011	2 435	32 506	12 414	3 564	(627)	193	(957)	49 527	6 432	55 959

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT NET		3 110	(8 783)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(441)	(570)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		526	433
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		5 722	20 519
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(924)	(479)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		298	226
- Autres éléments sans effet de trésorerie		21	93
- Charge d'impôt		1 588	745
- Résultat financier		1 876	1 945
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		11 776	14 129
+ Impôt décaissé		(1 805)	(2 058)
Variation du besoin en fonds de roulement	27.1	(1 221)	(91)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		8 751	11 980
Investissements corporels et incorporels	6.4.3	(5 790)	(6 518)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	6.4.3	(340)	(363)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	6.4.3	(398)	(688)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	6.4.3	(246)	(143)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		241	267
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		565	468
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		822	1 569
Cessions de titres disponibles à la vente		1 064	171
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		29	74
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		107	127
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	6.4.3	8	(69)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(3 939)	(5 103)
Dividendes payés ⁽³⁾		(3 720)	(4 694)
Remboursement de dettes financières		(6 394)	(5 640)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(412)	(435)
Intérêts financiers versés		(1 079)	(1 553)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		100	116
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(873)	(184)
Augmentation des dettes financières		5 033	3 393
Augmentation/diminution de capital		388	388
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	18.2.1	1 974	1 657
Achat/vente de titres d'autocontrôle		136	(5)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.4.3	(126)	(71)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(4 973)	(7 027)
Effet des variations de change et divers		1	(2 083)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(160)	(2 233)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		8 706	10 939
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		8 546	8 706

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date. L'effet du changement de méthode de consolidation sur l'agrégat «Trésorerie et équivalents de trésorerie» est présenté sur la ligne «Effet des variations de change et divers» et s'élève à -2 056 millions d'euros (cf. Note 5.7).

(3) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 67 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

	PAGE		PAGE		
NOTE 1	Référentiel et méthodes comptables	30	NOTE 18	Éléments sur capitaux propres	124
NOTE 2	Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013	45	NOTE 19	Provisions	127
NOTE 3	Principales filiales au 31 décembre 2014	52	NOTE 20	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	130
NOTE 4	Participations dans les entreprises mises en équivalence	58	NOTE 21	Activité exploration-production	137
NOTE 5	Principales variations de périmètre	67	NOTE 22	Contrats de location-financement	138
NOTE 6	Information sectorielle	75	NOTE 23	Contrats de location simple	139
NOTE 7	Éléments du résultat opérationnel courant	80	NOTE 24	Paiements fondés sur des actions	140
NOTE 8	Résultat des activités opérationnelles	81	NOTE 25	Transactions avec des parties liées	144
NOTE 9	Résultat financier	85	NOTE 26	Rémunération des dirigeants	145
NOTE 10	Impôts	87	NOTE 27	Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	146
NOTE 11	Résultat net récurrent part du Groupe	91	NOTE 28	Litiges et concurrence	147
NOTE 12	Résultat par action	92	NOTE 29	Événements postérieurs à la clôture	152
NOTE 13	Goodwills	92	NOTE 30	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	153
NOTE 14	Immobilisations incorporelles	98	NOTE 31	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	153
NOTE 15	Immobilisations corporelles	100			
NOTE 16	Instruments financiers	102			
NOTE 17	Risques liés aux instruments financiers	112			

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 et services à l'énergie), 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 25 février 2015, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2014.

NOTE 1 Référentiel et 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 2013 et 2014 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 2014, 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 2014 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2013 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables de façon obligatoire en 2014

- IFRS 10 – *États financiers consolidés*.
- IFRS 11 – *Partenariats*.
- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*.

Les modifications introduites par ces nouvelles normes de consolidation sont brièvement décrites en 1.4.1. Les incidences, pour le Groupe, de ces nouvelles normes sur la consolidation sont présentées dans la Note 2.

- IFRS 12 – *Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités*.

Cette norme requiert la communication des informations permettant d'évaluer les risques associés aux intérêts que le Groupe détient dans des filiales, des partenariats, des entreprises associées et des entités structurées non consolidées, ainsi que l'incidence de ces intérêts sur la position financière, la performance financière et les flux de trésorerie du Groupe. Doivent ainsi notamment être indiqués les hypothèses et

jugements significatifs portés lors de la détermination du contrôle, du contrôle conjoint et des types de partenariats (i.e. activités conjointes et coentreprises) ou de l'influence notable. La première application de cette norme entraîne un enrichissement des notes aux états financiers annuels.

- Amendements IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation : Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers* ; ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.
- Amendements IAS 36 – *Dépréciation d'actifs : Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers* ; ces amendements ont déjà été appliqués par anticipation au 31 décembre 2013.
- Amendements IAS 39 – *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation : Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture* ; ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables en 2015 et non anticipés par le Groupe

- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013.
- IFRIC 21 – *Taxes*. L'application de cette interprétation n'a pas d'incidence significative sur les états financiers consolidés annuels.

1.1.3 Normes IFRS et amendements applicables après 2015

- IFRS 9 – *Instruments financiers* ⁽²⁾.
- IFRS 15 – *Revenu des contrats avec les clients* ⁽²⁾.
- Amendements IFRS 11 – *Partenariats : Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des activités conjointes* ⁽²⁾.
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* et IAS 38 – *Immobilisations incorporelles : Clarification sur les méthodes d'amortissement acceptables* ⁽²⁾.
- Amendements IFRS 10 et IAS 28 – *Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et ses entreprises associées ou coentreprises* ⁽²⁾.
- Amendements IAS 1 – «*Disclosure Initiative*» ⁽²⁾.

(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 amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel* : Plans à prestations définies : contributions des employés.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2010-2012.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2012-2014⁽¹⁾.

L'analyse des incidences de l'application de ces normes et amendements 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 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. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

La crise économique et financière a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de valeur. Cet environnement de crise et de volatilité importante des marchés a été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de valeur et les calculs des provisions.

1.3.1 Estimations

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

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

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

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (se reporter à la Note 5) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des autres immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur (se reporter au § 1.3.1.6) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (se reporter à la Note 10.3).

1.3.1.1 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.

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

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur 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.

En ce qui concerne les UGT goodwill significatives, les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- UGT Énergie – Central Western Europe (CWE) – (branche Énergie Europe)

Les prévisions de flux de trésorerie des activités électriques et gazières sur la zone CWE reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles, du CO₂, l'évolution de la demande

(1) Ces normes et amendements n'ayant pas encore été adoptés par l'Union européenne, il s'agit d'une traduction libre.

d'électricité et de gaz, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France), et les perspectives de renouvellement des concessions hydroélectriques en France. Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT goodwill.

■ UGT Distribution (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 4. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2020. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution.

■ UGT Global Gaz & GNL

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, les estimations des réserves prouvées et probables, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, ainsi que les perspectives futures des marchés.

■ UGT Energy Amérique du Nord (branche Energy International)

Les principales hypothèses et estimations 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.

1.3.1.3 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles 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 :

- 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.

1.3.1.4 Engagements pour retraite

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

1.3.1.5 Instruments financiers

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

1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente. 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. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

1.3.1.7 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables 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.

1.3.2 Jugement

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

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour l'évaluation de la nature du contrôle, 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'éléments non financiers (électricité, gaz...).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figurent dans la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2014» et dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

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

1.4 Méthodes comptables

1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

Les nouvelles normes de consolidation IFRS 10 – *États financiers consolidés*, IFRS 11 – *Partenariats* et les amendements de la norme IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, ont été adoptées en mai 2012 par l'Europe et sont entrées en application au 1^{er} janvier 2014.

IFRS 10 – États financiers consolidés

La norme IFRS 10 remplace les dispositions relatives aux états financiers consolidés qui figuraient dans la norme IAS 27 – *États financiers consolidés et individuels* ainsi que l'interprétation SIC 12 – *Consolidation – Entités ad hoc*. Cette norme introduit une nouvelle définition du contrôle. Un investisseur (le Groupe) contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur a le pouvoir de décision sur les activités clés de l'entité ;
- l'investisseur a droit aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influencer sur ces rendements.

IFRS 11 – Partenariats

La norme IFRS 11 remplace la norme IAS 31 – *Participations dans des coentreprises* et l'interprétation SIC 13 – *Entités contrôlées conjointement – Apports non monétaires par des coentrepreneurs*.

La nouvelle norme distingue deux types de partenariat : les coentreprises et les activités conjointes.

Une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de l'entité.

Amendements IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

Les modifications de la norme IAS 28 portent essentiellement sur les points suivants :

- lorsqu'une partie d'une participation dans une entreprise associée ou une coentreprise est destinée à être cédée, le traitement comptable de la partie conservée est désormais clarifié par la norme. Seule la quotité destinée à être cédée est classée comme détenue en vue de la vente en application d'IFRS 5, tandis que la partie conservée continue à être comptabilisée et présentée en mise en équivalence ;
- en cas d'augmentation du pourcentage d'intérêt dans une entreprise associée conférant un contrôle conjoint sur la participation, la quote-part d'intérêt antérieurement détenue ne peut désormais plus être réévaluée à la juste valeur. Il en est de même pour la quote-part d'intérêt conservée en cas de diminution du pourcentage d'intérêt dans une coentreprise qui conduit à n'exercer qu'une influence notable.

L'application, par le Groupe, de ces nouvelles normes se traduit de la manière suivante :

- entités contrôlées :
le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 ;
- participations dans des entreprises associées et des coentreprises :
le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence ;
- participations dans des activités conjointes :
le Groupe comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses intérêts dans des activités conjointes en conformité avec les normes IFRS applicables à ces actifs, passifs, produits et charges.
À noter que les contrats de partage de production, notamment dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures sont hors du champ d'application d'IFRS 11. Les parties prenantes à ces contrats comptabilisent en effet leurs droits de production et de réserves conformément aux clauses contractuelles.

Les incidences de ces nouvelles normes de consolidation sur les états financiers comparatifs 2013 sont présentées dans la Note 2 «Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013».

Les listes des principales sociétés consolidées selon la méthode de l'intégration globale et de la mise en équivalence sont présentées dans respectivement la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2014» et la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

1.4.2 Méthodes de conversion

1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

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

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

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

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

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

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 de la période. 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.

1.4.3 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.

1.4.4 Immobilisations incorporelles

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

1.4.4.1 Goodwills

Détermination des goodwills

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 mises en équivalence».

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 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

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

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

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

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

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, notamment sur des centrales ; le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales nucléaires opérées 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 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 nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

Certaines immobilisations incorporelles (marque, etc.), dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de dépréciation annuel.

1.4.5 Immobilisations corporelles

1.4.5.1 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.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

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.

1.4.5.2 Amortissement

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

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

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 (*)
• Installation - Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
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 de 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, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à l'exception de Tihange 1, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans par la loi du 18 décembre 2013.

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.

1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

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

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

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.

L'amortissement des immobilisations de production, y compris des coûts de remise en état des sites, débute à partir de la mise en production des champs et est effectué selon la méthode à l'unité de production (UOP «*Unit of Production Method*»). Le taux d'amortissement pratiqué dans le cadre de l'UOP est égal, depuis le 1^{er} janvier 2014, au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves probables d'hydrocarbures. Le Groupe utilisait précédemment le rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves prouvées développées d'hydrocarbures.

Ce changement d'estimation s'inscrit dans le cadre de l'évolution du portefeuille d'actifs de production du Groupe. Il vise à restituer une meilleure représentation économique dans le temps de la consommation des avantages liés aux actifs de production, à un moment où le profil du portefeuille se trouve être sensiblement modifié par l'entrée dans un nouveau cycle de mise en production.

L'impact annuel de ce changement est estimé à +250 millions d'euros sur le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et à +75 millions d'euros sur le résultat net part du Groupe.

1.4.7 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.

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.

Concessions hors du champ IFRIC 12

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

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

1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

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

Indices de perte de valeur

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

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

- au titre des indices externes :
 - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, réglementaire, politique ou du marché dans lequel opère l'actif,
 - baisse de la demande,
 - évolution défavorable du cours des énergies et du dollar ;
- 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 recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de 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 «Pertes de valeur» du compte de résultat.

1.4.9 Contrats de location

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

Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de

déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

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

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

1.4.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

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

1.4.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

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

1.4.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

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

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

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

1.4.10 Stocks

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

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

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

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «cousin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (se reporter au § 1.4.5.1).

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

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de gaz à effet de serre constatées lors de l'année écoulée. 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 d'émission de GES :

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

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 ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie, les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

1.4.11 Instruments financiers

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

1.4.11.1 Actifs financiers

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

Les dépôts de garantie provenant de contrats de location sont comptabilisés à leur valeur nominale.

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 équivalents de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés 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 comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces primes et frais d'émission sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc constatés en résultat de façon actuarielle sur la durée de vie de l'emprunt.

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

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

Engagements d'achat 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 d'un put à prix variable, 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*.

1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

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

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

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

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

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

En complément, il convient de démontrer que :

- le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe

ne sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;

- le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité 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 négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

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

couverture et élément couvert se situe dans une fourchette comprise entre 80 et 125%.

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

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 «*Mark-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.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des «pertes attendues» («*Expected loss*») et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit («*credit rating*») attribuées à chaque contrepartie (approche dite «des probabilités historiques»).

1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

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

1.4.13 Titres d'autocontrôle

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

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

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

Dans le Groupe, cette rémunération prend la forme d'instruments réglés en actions (les instruments réglés en trésorerie ne sont actuellement plus utilisés).

Instruments réglés en actions : Attributions d'actions gratuites et d'actions de performance

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.

1.4.15 Provisions

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

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

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

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

Les montants relatifs aux plans dont les engagements 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, les écarts actuariels sont 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 sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

1.4.15.2 Autres provisions

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

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

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

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

1.4.16 Chiffre d'affaires

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

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

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

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

1.4.16.1 Vente d'énergie

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

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.

1.4.16.2 Prestations de services

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

1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

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

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

1.4.17 Résultat opérationnel courant (ROC)

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente» (en conformité avec la Recommandation ANC 2013-03, 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 *Mark-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 (*Mark-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 : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwills*, les immobilisations incorporelles et corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ainsi que les titres disponibles à la vente ;
- charges de restructurations : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de

l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;

- 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.

Depuis le 1^{er} janvier 2014, la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est désormais présentée après l'agrégat «Résultat opérationnel courant» et avant un nouvel agrégat intitulé «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence».

Ce changement de présentation ainsi que ses incidences sur les états financiers comparatifs 2013 sont présentés dans les Notes 2.2 «Changement de présentation du compte de résultat et de certains indicateurs clés» et 2.3 «Retraitement des données comparatives 2013».

1.4.18 Tableau des flux de trésorerie

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

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents 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 sur les sociétés sont isolés.

1.4.19 Impôts

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

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la 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, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

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

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée, sont présentés en résultat.

1.4.20 Résultat par action

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

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base 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 Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013

Les nouvelles normes sur la consolidation IFRS 10 - *États Financiers Consolidés* et IFRS 11 - *Partenariats* et les amendements de la norme IAS 28 - *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* sont entrées en application le 1^{er} janvier 2014. En application des dispositions transitoires prévues par ces nouvelles normes, le retraitement des données comparatives est limité à la période qui précède immédiatement l'exercice au cours duquel ces normes sont appliquées pour la première fois ; il en résulte que les données comparatives présentées par le Groupe sont retraitées au 1^{er} janvier 2013. Les principaux changements de méthode de consolidation induits par l'application de ces nouvelles normes ainsi que leurs impacts chiffrés sur les états financiers sont décrits dans les Notes 2.1 et 2.3 ci-après.

La mise en œuvre d'IFRS 11 - *Partenariats* a également conduit le Groupe à adapter la présentation de son compte de résultat et la définition de certains de ses indicateurs clés de performance. Ces changements de présentation, décrits dans la Note 2.2 ci-après, ont également été appliqués dès le 1^{er} janvier 2013 afin d'assurer la comparabilité des comptes de résultat et indicateurs clés de

performance de l'exercice 2013. Les impacts chiffrés de ces changements de présentation sur les états financiers comparatifs sont explicités dans la Note 2.3.

2.1 Impacts de l'application des normes IFRS 10 et 11 et des amendements de la norme IAS 28

IFRS 11 - Partenariats

En application de la norme IAS 31 - *Participations dans des coentreprises*, le Groupe comptabilisait ses entités contrôlées conjointement selon la méthode de l'intégration proportionnelle. Selon la nouvelle norme IFRS 11, les coentreprises doivent désormais être comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence. Les partenariats qualifiés d'activités conjointes au sein du Groupe ne sont pas significatifs.

Les principales coentreprises au 31 décembre 2013 étaient les suivantes :

Entité	% d'intérêt	Pays	Secteur opérationnel	Activité
Energia Sustentável do Brasil – «Jirau»	60,0	Brésil	Energy International	Société créée dans le but de construire, détenir et exploiter un barrage hydroélectrique d'une capacité de 3 750 MW
EcoEléctrica	35,0	Porto Rico	Energy International	Exploitation d'une centrale électrique COGT de 507 MW et d'un terminal GNL
Portefeuille d'actifs de production d'électricité au Portugal détenu par la holding NPIH ⁽¹⁾	50,0	Portugal	Énergie Europe	Exploitation d'un portefeuille d'actifs de production thermique et de parcs éoliens (3 108 MW)
WSW Energie und Wasser AG	33,1	Allemagne	Énergie Europe	Société municipale de services collectifs («Stadtwerk») active notamment dans la vente et la distribution d'électricité, de gaz et de chaleur
MEGAL GmbH	36,8	Allemagne	Infrastructures	Détention d'un réseau de transport de gaz naturel de 1 167 km
Tirreno Power	50,0	Italie	Énergie Europe	Exploitation d'un portefeuille d'actifs de production thermique (3 274 MW)
Maia Eolis	49,0	France	Énergie Europe	Exploitation d'un portefeuille de parcs éoliens (229 MW)
Tihama Power Generation Co	60,0	Arabie Saoudite	Energy International	Exploitation d'un portefeuille d'actifs de production thermique (1 595 MW)

(1) La coentreprise NPIH a été constituée dans le cadre de la transaction conclue avec Marubeni Corporation le 13 octobre 2013 (cf. Note 5.7.2.2 «Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal»).

Dans les comptes publiés au 31 décembre 2013, la totalité de la quote-part du Groupe dans les actifs et passifs d'Energia Sustentável do Brasil (ESBR) était classée respectivement 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» suite à la décision du Groupe de céder une partie de sa participation dans ESBR à Mitsui & Co. Ltd (cf. Note 5.4.1). En application des dispositions d'IAS 28 révisée - *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* et d'IFRS 11 -

Partenariats, seule la quote-part de la participation destinée à être cédée, soit 20%, est classée au sein de la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» dans l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2013. La participation conservée de 40% est quant à elle présentée sur la ligne «Participations dans les entreprises mises en équivalence». À l'issue de la cession de la participation de 20% finalisée le 16 janvier 2014, la participation dans ESBR est désormais comptabilisée en tant qu'entreprise associée.

Les contributions des coentreprises au compte de résultat de l'exercice 2014 et à l'état de situation financière au 31 décembre 2014 ainsi qu'aux états financiers comparatifs 2013 sont présentées dans la Note 4.

Le Groupe a par ailleurs effectué les opérations suivantes en application des dispositions transitoires d'IFRS 11 :

- le Groupe a reconstitué la valeur comptable de mise en équivalence de chaque coentreprise au 1^{er} janvier 2013 et a, dans ce cadre, alloué à chaque coentreprise concernée une quote-part du *goodwill* de l'UGT *goodwill* à laquelle elle appartient selon les modalités définies par IFRS 11. Le montant de *goodwill* ainsi reclassé au sein de la ligne «Participations dans les entreprises mises en équivalence» s'élève à 495 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013 ;
- un test de perte de valeur a été réalisé sur les coentreprises auxquelles un *goodwill* a été alloué au 1^{er} janvier 2013. Ces tests ont conduit le Groupe à constater des pertes de valeur totales de 127 millions d'euros en quote-part du Groupe sur la valeur de mise en équivalence des coentreprises. Ces pertes sont imputables aux montants de *goodwill* alloués aux coentreprises concernées dans le cadre des dispositions transitoires d'IFRS 11. Elles ont été comptabilisées en déduction des capitaux propres au 1^{er} janvier 2013.

IFRS 10 - États financiers consolidés

Les analyses réalisées au regard des critères d'IFRS 10 - *États Financiers Consolidés* ont conduit le Groupe à modifier la méthode de consolidation d'un nombre très limité d'entités. Ces incidences sont non significatives.

2.2 Changements de présentation du compte de résultat et de certains indicateurs clés

La mise en œuvre de la norme IFRS 11 et l'importance croissante des activités et nouveaux projets réalisés avec des partenaires au sein de coentreprises ou d'entreprises associées ont conduit le Groupe à adapter la présentation de son compte de résultat ainsi que la définition de l'indicateur financier EBITDA.

Dans le compte de résultat, la ligne «Quote-part de résultat des entreprises associées», qui s'intitule dorénavant «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence», est désormais présentée au sein de l'agrégat «Résultat opérationnel courant (ROC) après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Le Groupe continue également de présenter un agrégat «Résultat opérationnel courant» avant quote-part du résultat net des sociétés mises en équivalence.

De même, le calcul de l'indicateur financier EBITDA a été élargi afin d'intégrer la contribution des sociétés mises en équivalence mais également les charges nettes décaissées des concessions, les dotations nettes aux provisions ainsi que les «Dépréciations nettes sur stocks, créances commerciales et autres actifs». Compte tenu de cette nouvelle définition, les éléments de réconciliation entre l'EBITDA et le «ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» se limitent désormais aux dotations nettes aux amortissements et aux paiements fondés sur des actions (IFRS 2).

La Note 2.3.6 «Impacts sur certains indicateurs clés» présente la réconciliation chiffrée entre le ROC et l'EBITDA tels que publiés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2013 et les données comparatives à cette même date en tenant compte des changements de présentation.

Le Groupe considère que l'intégration de la quote-part de résultat de mise en équivalence dans le nouvel agrégat «ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et dans l'EBITDA permet de mieux rendre compte des performances des activités opérationnelles du Groupe et de ses secteurs opérationnels. Depuis l'entrée en application des nouvelles normes sur la consolidation, le Comité de Direction revoit régulièrement les performances opérationnelles du Groupe à l'aune du «ROC après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et de la nouvelle définition de l'EBITDA ; ces agrégats constituent donc des indicateurs clés de performance et sont, à ce titre, présentés dans la Note 6 «Information sectorielle» ainsi que dans le rapport d'activité annuel.

2.3 Retraitement des données comparatives 2013

2.3.1 Compte de résultat au 31 décembre 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Changement de présentation du compte de résultat	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	89 300	-	(1 402)	87 898
Achats	(51 216)	-	820	(50 396)
Charges de personnel	(11 704)	-	89	(11 615)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 600)	-	174	(6 426)
Autres charges opérationnelles	(14 058)	-	205	(13 853)
Autres produits opérationnels	2 107	-	(30)	2 077
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	-	(144)	7 685
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	490	80	570
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 828	490	(64)	8 254
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	-	-	(226)
Pertes de valeur ⁽²⁾	(14 943)	-	173	(14 770)
Restructurations	(305)	-	3	(302)
Effets de périmètre	406	-	-	405
Autres éléments non récurrents	545	-	(1)	544
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 695)	490	112	(6 093)
Charges financières	(2 487)	-	44	(2 444)
Produits financiers	510	-	(12)	498
RÉSULTAT FINANCIER	(1 977)	-	32	(1 945)
Impôt sur les bénéfices	(727)	-	(18)	(745)
Quote-part de résultat des entreprises associées	490	(490)	-	-
RÉSULTAT NET	(8 909)	-	126	(8 783)
Résultat net part du Groupe	(9 289)	-	92	(9 198)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	380	-	35	414
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	(3,94)	-	-	(3,90)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	(3,94)	-	-	(3,90)

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(2) La diminution de 173 millions d'euros apparaissant sur la ligne «Pertes de valeur», du fait de la première application des normes sur la consolidation, provient essentiellement des deux éléments suivants :

- (i) suite à la comptabilisation en déduction des capitaux propres au 1^{er} janvier 2013 d'une perte de valeur de 80 millions d'euros au titre d'une coentreprise de l'UGT Énergie - Central Western Europe (CWE) (du fait du montant de goodwill qui lui a été alloué en application des dispositions transitoires d'IFRS 11 décrites dans la Note 2.1.), la perte de valeur comptabilisée dans le compte de résultat publié 2013 sur l'UGT goodwill CWE a été réduite de 80 millions d'euros. Cet ajustement se traduit par une augmentation du même montant du résultat net part du Groupe.
- (ii) du reclassement des pertes de valeur afférentes aux actifs incorporels et corporels des coentreprises de la ligne «Pertes de valeur» vers la ligne «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Ces reclassements sont sans incidence sur le résultat net au 31 décembre 2013.

2.3.2 État du résultat global au 31 décembre 2013

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	(8 909)	126	(8 783)
Actifs financiers disponibles à la vente	(51)	4	(47)
Couverture d'investissement net	375	-	375
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	537	(43)	494
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(261)	(1)	(262)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(212)	11	(201)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	128	28	156
Écarts de conversion	(2 043)	(11)	(2 054)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(1 527)	(12)	(1 539)
Pertes et gains actuariels	633	(9)	624
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	(200)	1	(199)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	(12)	8	(4)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	420	-	420
RÉSULTAT GLOBAL	(10 016)	114	(9 902)
dont Quote-part du Groupe	(10 093)	90	(10 003)
dont Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	77	24	101

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

2.3.3 État de situation financière au 1^{er} janvier 2013

En millions d'euros	1 ^{er} janv. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	1 ^{er} janv. 2013 retraité ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	13 020	(357)	12 663
Goodwills	30 035	(500)	29 535
Immobilisations corporelles nettes	86 597	(4 835)	81 761
Titres disponibles à la vente	3 398	(57)	3 341
Prêts et créances au coût amorti	3 541	(490)	3 051
Instruments financiers dérivés	3 108	1	3 109
Participations dans les entreprises mises en équivalence	2 961	3 197	6 158
Autres actifs	962	(28)	933
Impôts différés actif	1 487	(154)	1 333
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	145 109	(3 225)	141 884
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	1 630	344	1 974
Instruments financiers dérivés	4 280	12	4 292
Clients et autres débiteurs	25 034	(238)	24 797
Stocks	5 423	(91)	5 332
Autres actifs	9 012	(201)	8 811
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	432	(1)	431
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11 383	(444)	10 939
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 145	(391)	2 754
TOTAL ACTIFS COURANTS	60 339	(1 009)	59 329
TOTAL ACTIF	205 448	(4 234)	201 213
Capitaux propres part du Groupe ⁽²⁾	59 834	(74)	59 760
Participations ne donnant pas le contrôle	11 468	204	11 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES	71 303	130	71 432
Passifs non courants			
Provisions	15 480	(75)	15 405
Dettes financières	45 247	(3 302)	41 945
Instruments financiers dérivés	2 751	(94)	2 657
Autres passifs financiers	343	281	624
Autres passifs	2 063	(38)	2 025
Impôts différés passif	11 959	(262)	11 697
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	77 843	(3 490)	74 353
Passifs courants			
Provisions	2 071	(29)	2 042
Dettes financières	11 962	108	12 069
Instruments financiers dérivés	4 092	(26)	4 066
Fournisseurs et autres créanciers	19 481	(462)	19 019
Autres passifs	16 820	(71)	16 749
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	1 875	(392)	1 483
TOTAL PASSIFS COURANTS	56 302	(873)	55 428
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	205 448	(4 234)	201 213

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale au 1^{er} janvier 2013 (cf. Note 5.7).

(2) L'impact de -74 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe provient (i) de la perte de valeur de 127 millions d'euros comptabilisée au 1^{er} janvier 2013 sur la valeur de mise en équivalence de certaines coentreprises auxquelles un goodwill a été alloué au 1^{er} janvier 2013 en application des dispositions transitoires d'IFRS 11 (cf. Note 2.1) et (ii) de l'extourne de la situation nette négative de la coentreprise Tirreno Power (53 millions d'euros au 1^{er} janvier 2013) consolidée selon la méthode de l'intégration proportionnelle jusqu'au 31 décembre 2012 et selon la méthode de la mise en équivalence au 1^{er} janvier 2013. À cette date, le Groupe considère en effet qu'il n'a aucune obligation légale, contractuelle ou implicite de procéder à des paiements au titre de ces pertes cumulées et ne comptabilise donc aucun passif vis-à-vis de cette situation nette négative de 53 millions d'euros.

2.3.4 État de situation financière au 31 décembre 2013

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013 publié	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	7 286	(244)	7 042
Goodwills	20 697	(277)	20 420
Immobilisations corporelles nettes	65 037	(1 925)	63 112
Titres disponibles à la vente	3 015	-	3 015
Prêts et créances au coût amorti	2 368	(471)	1 898
Instruments financiers dérivés	2 351	1	2 351
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4 636	2 163	6 799
Autres actifs	723	(38)	685
Impôts différés actif	662	(172)	490
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	106 775	(963)	105 813
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	1 078	393	1 470
Instruments financiers dérivés	3 825	9	3 833
Clients et autres débiteurs	21 318	(261)	21 057
Stocks	5 070	(97)	4 973
Autres actifs	8 229	(72)	8 157
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 004	(3)	1 001
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 691	15	8 706
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 620	(2 699)	922
TOTAL ACTIFS COURANTS	52 836	(2 716)	50 120
TOTAL ACTIF	159 611	(3 678)	155 932
Capitaux propres part du Groupe	47 955	16	47 971
Participations ne donnant pas le contrôle	5 535	154	5 689
TOTAL CAPITAUX PROPRES	53 490	170	53 659
Passifs non courants			
Provisions	14 129	(64)	14 066
Dettes financières	29 424	(848)	28 576
Instruments financiers dérivés	2 101	(39)	2 062
Autres passifs financiers	158	55	213
Autres passifs	1 187	(40)	1 147
Impôts différés passif	9 792	(326)	9 466
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	56 792	(1 262)	55 530
Passifs courants			
Provisions	2 050	(18)	2 032
Dettes financières	10 490	(175)	10 316
Instruments financiers dérivés	4 062	(19)	4 043
Fournisseurs et autres créanciers	16 599	(201)	16 398
Autres passifs	13 606	(85)	13 521
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2 521	(2 088)	434
TOTAL PASSIFS COURANTS	49 329	(2 586)	46 743
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	159 611	(3 678)	155 932

2.3.5 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	(8 909)	126	(8 783)
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 313	(184)	14 129
Variation du besoin en fonds de roulement	(186)	95	(91)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 024	(44)	11 980
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 611)	508	(5 103)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(6 982)	(45)	(7 027)
Effet des variations de change et divers	(2 123)	39	(2 083)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 691)	458	(2 233)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 383	(444)	10 939
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 691	15	8 706

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

2.3.6 Impacts sur certains indicateurs clés

RÉCONCILIATION EBITDA - RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié ⁽¹⁾	Incorporation du résultat des entreprises mises en équivalence	Première application des normes sur la consolidation	Nouvelle définition de l'EBITDA	31 déc. 2013 retraité ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	-	(144)	-	7 685
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	-	490	80	-	570
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 828	490	(64)	-	8 254
Dotations nettes aux amortissements et provisions	6 600	-	(174)	(551)	5 875
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2) et autres	99	-	-	(6)	93
Charges nettes décaissées des concessions	247	-	(1)	(247)	-
EBITDA	14 775	490	(239)	(804)	14 223

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

ENDETTEMENT FINANCIER NET

En millions d'euros	1 ^{er} janv. 2013 publié ⁽¹⁾	Première application des normes sur la consolidation	1 ^{er} janv. 2013 retraité ⁽¹⁾
DETTE BRUTE	57 489	(3 196)	54 292
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(295)	-	(295)
TRÉSORERIE ACTIVE	(13 279)	445	(12 834)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	43 914	(2 751)	41 163

(1) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale au 1^{er} janvier 2013 (cf. Note 5.7).

En millions d'euros	31 déc. 2013 publié	Première application	31 déc. 2013 retraité
		des normes sur la consolidation	
DETTE BRUTE	40 421	(1 028)	39 393
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(91)	-	(91)
TRÉSORERIE ACTIVE	(10 490)	(11)	(10 502)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	29 840	(1 039)	28 800

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2014

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2014

La liste des principales filiales présentées ci-après a été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Le sigle IG désigne la méthode de l'intégration globale, le sigle MEE la méthode de la mise en équivalence et le sigle NC désigne une entité non consolidée.

La société GDF SUEZ SA comporte des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différentes branches. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur branche respective, sous la dénomination GDF SUEZ SA (*).

BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL (BEI)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Groupe E-CL	Production d'électricité	Chili	52,8	52,8	IG	IG
Enersur	Production d'électricité	Pérou	61,8	61,8	IG	IG
Groupe Tractebel Energia	Production d'électricité	Brésil	68,7	68,7	IG	IG
Groupe GLOW	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	69,1	69,1	IG	IG
Hazelwood Power Partnership	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Loy Yang B Consolidated	Production d'électricité	Australie	70,0	70,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America	Production d'électricité	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Gas NA LLC	Gaz naturel/GNL	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Energy Resources North America	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernsey) Ltd	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Rugeley Power Limited	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Saltend	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy UK Retail	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
International Power plc	Siège branche Energy International	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG

BRANCHE ÉNERGIE EUROPE (BEE)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA	Production d'électricité	Belgique/France	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel Customer Solutions	Ventes d'énergie	Belgique	98,8	95,8	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Nederland N.V.	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Trading	<i>Energy management trading</i>	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy Management Trading	<i>Energy management trading</i>	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA (*)	<i>Energy management trading/Ventes d'énergie</i>	France	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Cartagena Energia	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energia Italia Spa	Production d'électricité	Italie	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energia Polska SA	Production d'électricité	Pologne	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy Romania SA	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0	IG	IG

BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Groupe GDF SUEZ E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
<i>GDF SUEZ E&P International</i>	<i> Holding - société mère</i>	<i> France</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P Nederland B.V.</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Pays-Bas</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Allemagne</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P Norge AS</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Norvège</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>GDF SUEZ E&P UK Ltd</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Royaume-Uni</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,0	IG	MEE
GDF SUEZ SA (*)	GNL/Siège branche Global Gaz & GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

BRANCHE INFRASTRUCTURES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
ELENGY	Terminaux méthaniers	France	100,0	100,0	IG	IG
GrDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz	Transport de gaz naturel	France	75,0	75,0	IG	IG
STORENGY SA	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG

BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Ecova	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	-	IG	NC
Cofely Italia Spa	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
Cofely UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Workplace Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Réseaux	Réseaux urbains	France	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	64,4	64,4	IG	IG

BRANCHE AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
GDF SUEZ SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0	IG	IG

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité ;
- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

Il s'agit notamment des sous-groupes GDF SUEZ E&P International (70%) et GRTgaz (75%).

GDF SUEZ E&P International (branche Global Gaz & GNL) : 70%

Le Groupe GDF SUEZ et China Investment Corporation (CIC) ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation de 30% dans les activités exploration-production du Groupe (GDF SUEZ E&P). Le pacte d'actionnaires prévoit que certaines décisions d'investissements relatives à des projets de développement majeur, requièrent une

décision unanime des deux actionnaires, après une période de concertation.

Le Groupe GDF SUEZ a estimé qu'il continuait à contrôler GDF SUEZ E&P, dans la mesure où les droits consentis à CIC représentent des droits de protection de minoritaires eu égard plus particulièrement aux risques auxquels est exposé tout actionnaire dans l'activité d'exploration-production.

GRTgaz (branche Infrastructures) : 75%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), qui détient 25% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3^{ème} Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ; règles de nomination du management clé ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

Les principales entités consolidées en intégration globale dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote sont la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%) et Gaztransport & Technigaz (40,4%).

La Compagnie Nationale du Rhône (CNR) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98% et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2%, le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi «Murcef» selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe estime toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il considère qu'il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre des actionnaires minoritaires.

Gaztransport & Technigaz (GTT) : 40,4%

Comme expliqué dans la Note 5.1.1, à l'issue de la mise en bourse de GTT, le Groupe GDF SUEZ est devenu le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4%. Le flottant représente environ 44% du capital au 31 décembre 2014. Le Groupe estime avoir le contrôle de fait de GTT. En effet, dès la mise en bourse, GDF SUEZ détient la majorité au Conseil d'Administration et, en regard de la forte dispersion de l'actionnariat et en absence d'action de concert au sein de cet actionnariat, GDF SUEZ considère qu'il aura la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales à venir.



3.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net part du Groupe au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

En millions d'euros	Activités	% d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Groupe GDF SUEZ E&P International (Global Gaz & GNL, France et autres pays) ⁽¹⁾	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	30,0	30,0	80	108	940	954	171	196
Groupe GRTgaz (Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,0	25,0	91	70	938	941	70	60
Groupe E-CL (BEI, Chili) ⁽²⁾	Production d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	15	9	741	625	34	2
Groupe GLOW (BEI, Thaïlande) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité	30,9	30,9	109	85	490	392	57	27
GDF SUEZ Energy Romania (BEE, Roumanie) ⁽²⁾	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	49,0	49,0	50	44	418	396	31	21
GTT (Global Gaz & GNL, France)	Ingénierie	59,6	-	19	-	418	-	78	-
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾				307	100	2 486	2 380	319	767
TOTAL				669	414	6 432	5 689	761	1 073

(1) Les principales filiales du Groupe GDF SUEZ E&P International sont présentées dans la Note 3.1.

(2) Les groupes E-CL, GLOW, ainsi que GTT sont cotés en bourse dans leur pays respectif. Les participations ne donnant pas le contrôle du groupe E-CL ainsi que celles de GTT, correspondent au capital flottant.

(3) En 2013, le montant de 767 millions d'euros de dividendes inclut les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de SUEZ Environnement et des filiales des SUEZ Environnement pour un montant de 396 millions d'euros.

3.3.1 Informations financières résumées sur les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-groupe.

En millions d'euros	Groupe GDF SUEZ E&P International		Groupe GRTgaz		Groupe E-CL		Groupe GLOW		GDF SUEZ Energy Romania		GTT ⁽²⁾	
	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Compte de résultat												
Chiffre d'affaires	2 863	2 903	2 051	1 889	933	908	1 681	1 659	951	914	186	-
Résultat net	246	366	363	278	24	9	260	226	101	89	33	-
Résultat net part du Groupe	166	259	272	209	9	-	152	142	52	46	13	-
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	41	(24)	(72)	22	(2)	7	(7)	15	-	2	-	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	208	234	200	231	7	8	145	157	51	47	13	-
État de situation financière												
Actifs courants	2 112	2 434	557	601	554	726	628	656	408	394	182	-
Actifs non courants	7 042	6 656	8 855	8 553	1 970	1 628	2 644	2 413	748	738	755	-
Passifs courants	(1 302)	(1 897)	(798)	(885)	(170)	(433)	(493)	(598)	(219)	(215)	(122)	-
Passifs non courants	(4 879)	(4 172)	(4 864)	(4 507)	(861)	(676)	(1 483)	(1 436)	(101)	(120)	(114)	-
TOTAL CAPITAUX PROPRES	2 972	3 020	3 750	3 763	1 494	1 245	1 297	1 036	836	797	701	-
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	940	954	938	941	741	625	490	392	418	396	418	-
État des flux de trésorerie												
Flux issus des activités opérationnelles	956	1 044	884	868	202	164	429	286	204	119	98	-
Flux issus des activités d'investissement	(896)	(756)	(720)	(777)	(39)	(88)	(21)	(15)	(61)	(106)	116	-
Flux issus des activités de financement	(631)	61	(292)	(96)	(105)	(49)	(404)	(447)	(97)	(50)	(135)	-
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	(571)	349	(128)	(5)	57	26	3	(176)	47	(38)	80	-

(1) Hors effet des variations de change et divers.

(2) Les données reprises dans le tableau correspondent à la contribution de GTT aux états financiers du Groupe à compter de son passage en intégration globale le 3 mars 2014. Avant cette date, GTT était consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe.

3.3.2 Autres informations sur les participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les principales transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intervenues en 2014 et 2013 concernent le rachat en 2014 des intérêts détenus par le secteur public en Flandre dans

Electrabel Customer Solutions (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre») et la cession en 2013 à Mitsui & Co. Ltd d'une participation de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre» des états financiers consolidés au 31 décembre 2013).

NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	5 191	4 522
Participations dans les coentreprises	1 864	2 277
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 055	6 799
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	196	493
Quote-part du résultat net des coentreprises	246	77
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	441	570
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(98)	127
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(23)	25
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	(121)	152

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : représentation du Groupe aux organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires, en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité ;

Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des décisions portent sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) restantes ;

- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité ;

Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés à un contrat entre GDF SUEZ et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités

pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

SUEZ Environnement (33,7%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, GDF SUEZ ne contrôle plus SUEZ Environnement et exerce une influence notable, en particulier pour les raisons suivantes : a) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, b) en Assemblée Générale, bien que l'actionnariat de SUEZ Environnement soit dispersé et que GDF SUEZ dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre que GDF SUEZ n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2014 et c) les accords opérationnels de transition (essentiellement constitués par un accord cadre relatif aux achats et à l'informatique) ont été conclus à des conditions normales de marché.

Entités associées dans lesquelles le Groupe détient moins de 20%

Cameron Holding LNG LLC (16,6%)

GDF SUEZ a conclu un accord de partenariat avec Sempra (50,2%), Mitsubishi (16,6%) et Mitsui (16,6%) pour le développement du projet Cameron LNG aux États-Unis. Selon ces accords, GDF SUEZ détient depuis le 1^{er} octobre 2014 une participation de 16,6% dans l'entité de projet Cameron Holding LNG LLC et aura une capacité de liquéfaction de long terme de 4 millions de tonnes par an (mtpa). La construction a démarré et les installations devraient être commercialement opérationnelles à partir de 2018.

L'accord confère à l'ensemble des actionnaires le droit de participer à toutes les décisions relatives aux activités pertinentes, prises

principalement à des majorités qualifiées. Le Groupe GDF SUEZ dispose dès lors d'une influence notable et comptabilise cette participation en tant qu'entreprise associée.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

GDF SUEZ détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2014.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des entreprises associées», «Participations dans les entreprises associées», total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	% intérêt		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part de résultat dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
		2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
<i>En millions d'euros</i>											
Groupe SUEZ Environnement (Autres, Europe/Asie/Amérique Latine)	Traitement de l'eau et des déchets	33,70	35,68	1 996	1 882	118	106	60	35	118	30
Paiton (BEI, Indonésie)	Centrale à charbon (2 035 MW)	40,51	40,51	726	581	65	64	(5)	7	-	67
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil) ⁽¹⁾	Centrale hydraulique (3 750 MW)	40,00	-	676	-	(165)	-	(1)	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (BEI, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman) ⁽²⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer			459	485	121	127	(71)	77	82	77
Senoko (BEI, Singapour)	Centrales à gaz (3 201 MW)	30,00	30,00	302	319	10	33	(50)	4	1	4
GASAG (BEE, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur	31,58	31,58	295	316	9	21	(12)	5	18	10
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	Champ éolien (679 MW)	40,00	40,00	191	210	12	-	(7)	8	32	2
Cameron (Global Gaz & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz	16,60	-	166	-	(1)	-	(15)	-	-	-
Astoria Energy, Phase I (BEI, États-Unis)	Centrale à gaz (575 MW)	44,80	44,80	124	171	10	1	-	-	-	-
ISAB Energy (BEE, Italie/BEI, Italie) ⁽³⁾	Centrale à cycle combiné et gazéification intégrée (532 MW)	-	49,00	-	212	8	29	-	-	26	7
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives				257	347	9	114	3	(9)	29	84
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES				5 191	4 522	196	493	(98)	127	306	281

(1) Au 31 décembre 2013, la participation de 60% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR) était comptabilisée en tant que coentreprise. La quote-part de 20% destinée à être cédée à Mitsui & Co. Ltd était présentée 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» de l'état de situation financière. Suite à la finalisation de la cession de la participation de 20% en janvier 2014, ESBR est désormais comptabilisé en tant qu'entreprise associée.

(2) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 24 943 MW (à 100%) comprenant également 2 032 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.

Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 à 30 ans.

Les centrales correspondantes sont selon les modalités contractuelles comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IAS 17, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

(3) Le 16 juin 2014, le Groupe a cédé au groupe ERG sa participation dans ISAB Energy (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -17 millions

d'euros au 31 décembre 2014 (contre 14 millions d'euros en 2013) composés essentiellement de variations de juste valeur des

instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 11 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe.

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés au niveau de GDF SUEZ en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à GDF SUEZ», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à GDF SUEZ
AU 31 DÉCEMBRE 2014											
Groupe SUEZ Environnement ⁽¹⁾	14 324	417	(31)	386	7 863	18 992	9 086	10 773	6 996	33,70	1 996
Paiton	657	161	(54)	107	483	3 260	478	1 473	1 791	40,51	726
Energia Sustentável do Brasil	233	(413)	(1)	(414)	481	5 897	1 278	3 409	1 690	40,00	676
Sociétés projets au Moyen-Orient	2 957	510	(328)	182	2 254	20 445	3 119	17 706	1 873		459
Senoko	1 976	32	(167)	(135)	312	2 944	353	1 895	1 007	30,00	302
GASAG	1 099	30	(39)	(9)	969	1 964	1 782	217	934	31,58	295
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	171	39	(18)	21	86	1 384	70	924	476	40,00	191
Cameron	13	(6)	(91)	(97)	34	1 497	429	104	998	16,60	166
Astoria Energy, Phase I	222	(28)	-	(28)	37	819	28	551	277	44,80	124
ISAB Energy ⁽²⁾	233	16	-	16	-	-	-	-	-	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2013											
Groupe SUEZ Environnement	14 323	352	93	445	7 988	18 433	9 077	9 863	6 951	35,68	1 882
Paiton	706	157	16	174	405	2 984	493	1 463	1 433	40,51	581
Sociétés projets au Moyen-Orient	2 812	514	282	796	1 695	17 861	2 472	15 355	1 729		485
Senoko	2 339	109	12	121	319	2 810	645	1 421	1 063	30,00	319
GASAG	1 285	65	16	81	1 001	1 987	1 786	202	1 000	31,58	316
ISAB Energy	593	59	-	59	411	264	187	56	433	49,00	212
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	115	(1)	19	18	81	1 378	74	861	524	40,00	210
Astoria Energy, Phase I	165	6	-	6	37	748	38	366	381	44,80	171

(1) Pour SUEZ Environnement, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ Environnement. Le total capitaux propres part du Groupe de SUEZ Environnement s'élève à 5 478 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ Environnement et à 5 923 millions d'euros dans les comptes de GDF SUEZ. La différence de 445 millions d'euros provient essentiellement de l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ Environnement lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

(2) ISAB Energy a été cédée le 16 juin 2014.

SUEZ Environnement est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2014, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 628 millions d'euros.

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2014.

<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
Ores Assets ⁽¹⁾	270	4	-	7	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	255	-	12	434	-	-
Paiton	-	-	25	-	256	-	-
Contassur ⁽²⁾	-	-	-	176	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	29	-	-	-	-	-	-
Autres	19	111	-	20	6	-	1
AU 31 DÉCEMBRE 2014	318	370	25	215	696	-	1

(1) La société intercommunale mixte wallonne Ores Assets assure la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Wallonie. Suite aux évolutions en matière de gouvernance intervenues au cours du premier semestre 2014, le Groupe n'exerce plus d'influence notable sur le gestionnaire wallon de réseaux de distribution depuis le 26 juin 2014. Le tableau ci-avant ne répertorie que les transactions du premier semestre avec Ores Assets. Les coûts de transport encourus par Electrabel Customer Solutions (ECS) au titre de l'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité de Ores Assets se sont élevés à 270 millions sur le premier semestre 2014 (contre 865 millions au 31 décembre 2013).

(2) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. 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 176 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 167 millions au 31 décembre 2013.

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du

résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des coentreprises», «Participations dans les coentreprises», total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	% intérêt		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part de résultat dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
		2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
<i>En millions d'euros</i>											
EcoEléctrica (BEI, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL (507 MW)	50,00	50,00	458	388	33	35	-	-	17	27
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (BEE, Portugal)	Production d'électricité (3 108 MW)	50,00	50,00	348	331	45	44	(10)	17	15	9
WSW Energie und Wasser AG (BEE, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	33,10	33,10	199	205	3	(13)	-	1	7	8
NELP (BEI, États-Unis)	Centrales à gaz (591 MW)	50,00	50,00	145	87	59	17	-	-	19	-
Megal GmbH (BEE, Allemagne)	Réseau de transport de gaz	49,00	49,00	122	125	7	1	-	-	10	16
Maia Eolis (BEE, France)	Éolien (229 MW)	49,00	49,00	97	98	-	(1)	-	-	-	-
Tihama Power Generation Co (BEI, Arabie Saoudite)	Centrales à gaz (1 595 MW)	60,00	60,00	72	62	5	16	-	6	3	-
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd (BEI, Thaïlande)	Distribution de gaz naturel	40,00	40,00	65	59	14	15	-	-	14	13
GNL Sur (BEI, Uruguay)	Terminal GNL	50,00	-	62	-	(2)	-	-	-	-	-
Oyster Creek (BEI, États-Unis)	Centrale à gaz (393 MW)	50,00	50,00	29	89	44	21	(1)	-	93	19
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil) ⁽¹⁾	Centrale hydraulique (3 750 MW)	-	60,00	-	666	-	(30)	-	-	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives				268	168	38	(29)	(10)	-	42	60
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES				1 864	2 277	246	77	(23)	25	220	151

(1) Au 31 décembre 2013, la participation de 60% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR) était comptabilisée en tant que coentreprise. La quote-part de 20% destinée à être cédée à Mitsui & Co. Ltd était présentée 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» de l'état de situation financière. Suite à la finalisation de la cession de la participation de 20% en janvier 2014, ESBR est désormais comptabilisé en tant qu'entreprise associée.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 15 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre -78 millions d'euros en 2013). Ceux-ci

proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 11 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les

principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés au niveau de GDF SUEZ en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à GDF SUEZ» de l'état de situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

INFORMATIONS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT ET LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier ⁽¹⁾	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global
AU 31 DÉCEMBRE 2014							
EcoÉlétrica	333	(70)	(3)	(3)	65	(1)	64
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	652	(74)	(42)	(42)	140	(42)	98
WSW Energie und Wasser AG	976	(13)	(7)	(6)	10	1	11
NELP	126	(23)	(1)	-	117	-	117
Megal GmbH	112	(50)	(9)	5	15	-	15
Maia Eolis	34	(24)	(2)	1	(1)	(1)	(2)
Tihama Power Generation Co	71	(5)	(16)	(1)	9	(1)	8
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	240	(9)	-	(6)	34	-	34
GNL Sur	-	-	-	-	(4)	-	(4)
Oyster Creek	144	(28)	(3)	-	89	(3)	86
AU 31 DÉCEMBRE 2013							
Energia Sustentável do Brasil	50	(2)	(2)	166	(596)	-	(596)
EcoÉlétrica	309	(61)	(5)	(3)	71	6	77
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	632	(74)	(18)	(46)	152	4	156
WSW Energie und Wasser AG	976	(18)	(8)	8	(38)	3	(36)
Megal GmbH	89	(45)	(8)	6	3	-	3
Maia Eolis	32	(23)	(2)	1	(2)	1	(1)
Oyster Creek	156	(9)	(2)	-	43	-	43
NELP	121	(23)	(1)	-	34	-	34
Tihama Power Generation Co	82	(5)	(11)	(4)	27	11	38
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	248	(9)	-	(7)	38	-	38

(1) Les produits d'intérêts sont non significatifs.

INFORMATIONS SUR L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total Capitaux propres attribuables à GDF SUEZ
AU 31 DÉCEMBRE 2014										
EcoEléctrica	112	134	923	76	32	118	28	915	50,00	458
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ⁽¹⁾	307	594	2 032	603	142	1 130	182	875	50,00	348
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	48	121	792	46	128	121	94	573	33,10	199
NELP	29	79	285	-	29	-	74	290	50,00	145
Megal GmbH	14	1	724	106	37	249	97	249	49,00	122
Maia Eolis	51	35	313	20	19	123	40	197	49,00	97
Tihama Power Generation Co	38	45	626	53	33	486	18	120	60,00	72
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	12	24	181	-	29	2	21	163	40,00	65
GNL Sur	7	36	158	72	6	-	1	124	50,00	62
Oyster Creek	15	159	54	9	5	149	6	58	50,00	29
AU 31 DÉCEMBRE 2013										
Energia Sustentável do Brasil	1	364	4 224	99	322	3 058	-	1 110	60,00	666
EcoEléctrica	44	114	873	44	25	150	36	777	50,00	388
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	267	968	1 277	455	91	956	180	829	50,00	331
WSW Energie und Wasser AG	38	133	790	32	129	114	95	591	33,10	205
Megal GmbH	27	10	726	175	58	172	104	255	49,00	125
Maia Eolis	56	18	315	18	9	120	42	199	49,00	98
Oyster Creek	21	13	170	6	16	-	5	178	50,00	89
NELP	12	37	184	1	14	3	42	173	50,00	87
Tihama Power Generation Co	58	34	471	49	22	374	15	103	60,00	62
PTT Natural Gas Distribution Co Ltd	10	24	167	-	32	2	20	147	40,00	59

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 696 millions d'euros. La quote-part de ces 696 millions d'euros attribuable à GDF SUEZ s'élève donc à 348 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 559 millions d'euros. La quote-part de ces 559 millions d'euros attribuable à GDF SUEZ s'élève donc à 185 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 14 millions d'euros au titre d'une participation non contrôlante détenue en direct par GDF SUEZ dans une filiale de ce sous-groupe (et par conséquent non incluse dans les 559 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2014.

<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
EcoÉlectrica	-	105	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	33	42	-	29	-	1	-
Energieversorgung Gera GmbH	12	39	-	13	-	2	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	-	-
GNL Sur	-	-	2	-	37	-	-
Autres	138	28	3	35	213	25	-
AU 31 DÉCEMBRE 2014	248	214	5	77	250	28	-

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé 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 298 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 179 millions d'euros au 31 décembre 2013). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2014 s'élève à 119 millions d'euros.

Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement (i) 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, et (ii) à des pertes accumulées relatives à la coentreprise Tirreno Power.

4.3.2 Engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des entreprises mises en équivalence

Au 31 décembre 2014, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent les trois sociétés et groupes de sociétés suivants :

- Cameron LNG pour un montant global de 1 815 millions de dollars américains (1 495 millions d'euros). Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de cette entreprise associée correspondent à :
 - un engagement de mise en capital pour 490 millions de dollars américains (404 millions d'euros),
 - une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 013 millions d'euros), qui vise à garantir les prêteurs contre tout risque de

non-remboursement au cas où le projet en construction ne pourrait être mené à son terme ou entrer en exploitation,

- des garanties diverses pour un montant total de 95 millions de dollars américains (78 millions d'euros) ;

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 530 millions de reals brésiliens (1 405 millions d'euros).

Au 31 décembre 2014, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 11 325 millions de reals brésiliens (3 512 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;

- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 1 439 millions d'euros. Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :

- des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 526 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 197 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 293 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 423 millions d'euros.

NOTE 5 Principales variations de périmètre

5.1 Prise de contrôle de GTT à l'issue de son introduction en bourse

5.1.1 Description de la transaction

La société Gaztransport & Technigaz (GTT), société française d'ingénierie navale, spécialisée dans les technologies de confinement à membrane cryogénique pour le transport du GNL, a été introduite en bourse par ses actionnaires le 27 février 2014, sur la base d'un cours de 46 euros par action.

Avant cette opération, le capital de cette société était réparti entre trois actionnaires : GDF SUEZ (40%), Total (30%) et le fonds d'investissement Hellman & Friedman (30%). L'introduction en bourse a pris la forme d'une cession sur le marché d'une partie des titres détenus par deux des actionnaires (Total et Hellman & Friedman), selon le déroulé des opérations suivantes :

- le 26 février 2014, GDF SUEZ a racheté pour 8 millions d'euros auprès de Total et de Hellman & Friedman l'équivalent de 0,4% du capital de GTT (soit 170 380 actions) sur base du cours d'introduction, soit 46 euros par action ;
- le 27 février 2014, à l'issue d'une offre à prix ouvert auprès du public en France et d'un placement global auprès d'investisseurs institutionnels, Total et Hellman & Friedman ont cédé sur le marché 13,5 millions d'actions GTT (soit 36,5% du capital), au prix de 46 euros par action ; le règlement-livraison des titres est intervenu le 3 mars 2014 ;
- le 26 mars 2014, l'exercice partiel de l'option de surallocation, prévue dans le cadre de l'introduction en bourse, s'est traduit pour Total et Hellman & Friedman par une cession complémentaire de 0,83 million d'actions GTT, sur la base du cours d'introduction.

À l'issue de ce processus de mise en bourse, Hellman & Friedman a cédé le solde de sa participation au moyen de deux placements privés, effectués respectivement le 23 septembre 2014 et le

27 janvier 2015. Total a, de son côté, cédé en décembre 2014 sa participation résiduelle de 10,4% à Temasek. Après prise en compte des émissions d'actions nouvelles réservées aux dirigeants et aux salariés, GTT présente désormais la structure actionnariale suivante :

- GDF SUEZ détient près de 40,4% du capital ;
- Temasek détient 10,4% du capital ;
- le flottant représente quant à lui près de 49% du capital, les dirigeants et salariés se partageant le solde (0,2%).

Jusqu'à l'introduction en bourse, la participation de 40% que détenait GDF SUEZ dans GTT était comptabilisée en tant qu'entreprise associée, selon la méthode de la mise en équivalence. La dispersion de l'actionnariat et la capacité de GDF SUEZ à contrôler les décisions clés de GTT ont conduit le Groupe à considérer qu'il exerçait désormais un contrôle de fait sur cette société. GTT est donc consolidée par intégration globale dans les états financiers du Groupe GDF SUEZ à compter du 3 mars 2014, date de règlement-livraison des titres dans le cadre de l'introduction.

5.1.2 Incidences de la prise de contrôle sur les états financiers consolidés

Les 40% d'intérêts précédemment détenus dans GTT ont été évalués à la juste valeur sur la base du cours de clôture du 3 mars 2014 (soit 46,50 euros par action, pour une valeur totale de 688 millions d'euros). Cette réévaluation se traduit par la constatation d'un gain de réévaluation de 359 millions d'euros (cf. Note 8.4 « Effets de périmètre »).

Le Groupe a décidé d'évaluer les participations ne donnant pas le contrôle sur la base de leur quote-part dans l'actif net identifiable de GTT.

Au 31 décembre 2014, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables de GTT à la date d'acquisition :

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	813
Immobilisations corporelles nettes	9
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	822
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	1
Clients et autres débiteurs, et autres actifs	102
Trésorerie et équivalents de trésorerie	123
TOTAL ACTIFS COURANTS	226
Passifs non courants	
Provisions	9
Dettes financières	3
Impôts différés passif	122
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	134
Passifs courants	
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	120
TOTAL PASSIFS COURANTS	120
TOTAL ACTIF NET (100%)	795
Réévaluation des 40% d'intérêts précédemment détenus	688
Contrepartie transférée au titre des 0,4% d'intérêts acquis	8
Participations ne donnant pas le contrôle	475
GOODWILL	375

Le *goodwill* de 375 millions d'euros représente essentiellement la capacité de GTT à maintenir sur le long terme son avance technologique et sa position de leader dans le domaine des réservoirs cryogéniques pour les navires GNL et les stockages, ainsi que sa capacité à se développer dans les nouveaux marchés du GNL de détail en fort développement.

Cette acquisition se traduit par une augmentation des capitaux propres de 834 millions d'euros, dont 359 millions d'euros au titre de la comptabilisation du gain de réévaluation sur les 40% d'intérêts précédemment détenus, et 475 millions d'euros au titre de la comptabilisation des participations ne donnant pas le contrôle.

La réalisation de cette transaction a un impact net positif de 115 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 de prise de contrôle : 123 millions d'euros ;
- décaissement effectué pour acheter 0,4% du capital : 8 millions d'euros.

La contribution de GTT au chiffre d'affaires, au résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et au résultat net part du Groupe au 31 décembre 2014

s'élève respectivement à 186 millions d'euros, 47 millions d'euros et 19 millions d'euros. Si la prise de contrôle avait eu lieu le 1^{er} janvier 2014, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires, de résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 39 millions d'euros, 6 millions d'euros et -3 millions d'euros.

5.2 Acquisition d'Ecova (États-Unis)

Le Groupe (*via* sa filiale Cofely USA) a finalisé le 30 juin 2014 l'acquisition de 100% de la société américaine Ecova, spécialisée dans les métiers de l'efficacité énergétique, auprès du groupe Avista Corp. Ecova est une société qui propose des prestations de gestion intelligente de l'énergie à de grands comptes (sociétés commerciales, industrielles ou *utilities*) en Amérique du Nord. Cette transaction a été réalisée sur la base d'une valeur d'entreprise de 335 millions de dollars américains (soit 245 millions d'euros).

Au 31 décembre 2014, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours de l'année 2015. Le *goodwill* provisoire s'élève à 240 millions d'euros.

5.3 Opérations et changements de méthodes de consolidations relatifs aux secteurs de la distribution et de la commercialisation d'électricité et de gaz naturel en Belgique

5.3.1 Cession de la participation dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes et rachat de participations ne donnant pas le contrôle d'Electrabel Customer Solutions

Le 29 décembre 2014, le Groupe (via sa filiale Electrabel) a finalisé les deux opérations suivantes avec les pouvoirs publics flamands :

- Electrabel a cédé au secteur public, pour un montant de 911 millions d'euros, l'intégralité des 30% d'intérêts résiduels qu'il détenait dans le capital des sept sociétés intercommunales mixtes gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz en Flandre. La plus-value de cession réalisée sur ces titres disponibles à la vente s'élève à 323 millions d'euros et est présentée sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du résultat des activités opérationnelles. Le règlement de 911 millions d'euros perçu le 29 décembre 2014 est présenté sur la ligne «Cessions de titres disponibles à la vente» du tableau des flux de trésorerie. Cette transaction met fin au processus de désengagement d'Electrabel de la gestion des réseaux de distribution en Flandre, conformément au décret régional qui imposait à Electrabel une cession totale de ses participations au capital de ces gestionnaires de réseaux au plus tard en 2018 ;
- concomitamment, Electrabel a acquis pour un prix de 101 millions d'euros les participations ne donnant pas le contrôle détenues par le secteur public flamand dans Electrabel Customers Solutions (ECS), la filiale du Groupe en charge des activités de ventes d'énergies (gaz et électricité) à destination des clients professionnels et résidentiels en Belgique. S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence de 108 millions d'euros entre le prix d'acquisition et la valeur comptable de la participation acquise a été comptabilisée en déduction des capitaux propres part du Groupe. Le décaissement de 101 millions d'euros est présenté sur la ligne «Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées» du tableau de flux de trésorerie.

5.3.2 Participations dans les sociétés intercommunales mixtes wallonnes

Au 31 décembre 2013, les huit intercommunales mixtes gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz en Wallonie dans lesquelles Electrabel, filiale à 100% du Groupe, détenait des participations à hauteur de 25%, ont fusionné pour constituer un gestionnaire unique, Ores Assets.

À l'issue de cette fusion, l'organisation du gestionnaire de réseau unique, la structuration de sa gouvernance et de ses organes de direction ont été redéfinies et se sont traduites par de nouvelles conventions entre les actionnaires signées fin juin 2014. Ces conventions s'inscrivent dans le cadre de la continuité des accords précédemment convenus avec 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.

Suite à la conclusion de ces nouvelles conventions et aux nouveaux statuts d'Ores Assets, les droits d'Electrabel ont substantiellement évolué. Le Groupe n'est plus représenté au sein des organes de gouvernance ou de direction d'Ores, l'opérateur, filiale à 100% d'Ores Assets, qui assure la gestion opérationnelle et journalière des réseaux, tandis que ses droits au sein des organes de décision d'Ores Assets sont limités à la stricte protection de ses intérêts patrimoniaux.

Ce processus s'inscrit pleinement dans la lignée des opérations réalisées dans les autres régions, d'une part en Flandre où le Groupe vient de céder fin 2014 l'intégralité de ses intérêts résiduels dans les gestionnaires de réseaux de distribution (*cf. Note 5.3.1*) et, d'autre part, à Bruxelles, où le Groupe a cédé sa participation dans Sibelga en 2012.

Compte tenu des droits résiduels dont le Groupe dispose suite à ces événements, il n'exerce plus d'influence notable sur le gestionnaire wallon de réseaux de distribution à partir du 26 juin 2014, date de signature des conventions susmentionnées. De ce fait, cette participation est comptabilisée depuis cette date en tant que «Titres disponibles à la vente» dans les états financiers du Groupe. Conformément aux dispositions normatives applicables, la participation conservée a été comptabilisée à sa juste valeur en date du 26 juin 2014, ce qui a conduit le Groupe à constater un gain de réévaluation de 174 millions d'euros qui est présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles.

5.4 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014

Les cessions réalisées au cours de l'exercice 2014 se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 3 231 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2013.

Les incidences cumulées de ces cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2014 sont présentées dans le tableau ci-après.

<i>En millions d'euros</i>	Réduction de l'endettement net
Opérations finalisées sur 2014 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2013	(385)
Cession d'une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil - «Jirau» (Brésil)	(318)
Cession de 50% de Futures Energies Investissement Holding (France)	(67)
Opérations de l'exercice 2014	(2 196)
Cession des participations dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes (Belgique)	(911)
Cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica	(771)
Cession de la participation de 49% dans ISAB Energy (Italie)	(153)
Cessions d'actifs d'exploration-production	(239)
<i>Cession d'une participation de 20% dans la société NGT B.V. (Pays-Bas)</i>	
<i>Cession de la société Enerci (Côte d'Ivoire)</i>	
<i>Cession d'un actif d'exploration-production en Allemagne</i>	
Encaissement du solde du prix de cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie) - Transaction réalisée en 2013	(122)
Autres opérations de cession individuellement non significatives	(650)
TOTAL	(3 231)

Le résultat de cession cumulé relatif à ces opérations s'élève à 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (dont 233 millions sur la ligne «Effets de périmètre» et 360 millions sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du compte de résultat).

La participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR), destinée à être cédée à Mitsui & Co. Ltd, ainsi que la société Futures Energies Investissement Holding, étaient classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» dans l'état de situation financière au 31 décembre 2013 (cf. Note 2 «Incidences de l'application des normes sur la consolidation sur les états financiers comparatifs 2013»).

5.4.1 Cession d'une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil - «Jirau» (Brésil)

Le 16 janvier 2014, le Groupe a finalisé la cession à Mitsui & Co. Ltd d'une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR), société créée dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau, d'une capacité de 3 750 MW. Le Groupe a encaissé à cette date un paiement de 1 024 millions de réals brésiliens (soit 318 millions d'euros).

La participation de 40% conservée par le Groupe dans ESBR est comptabilisée en tant qu'entreprise associée.

5.4.2 Cession de 50% de Futures Energies Investissement Holding (France)

Le 29 avril 2014, le Groupe a finalisé la cession à Crédit Agricole Assurances (via sa filiale Predica) d'une participation de 50% dans Futures Energies Investissement Holding (FEIH), filiale exploitant un portefeuille d'actifs éoliens en France d'une capacité totale installée de 440 MW. Le Groupe a reçu un paiement de 67 millions d'euros correspondant pour 16 millions d'euros au prix de cession de 50% des titres FEIH, et pour 51 millions d'euros au remboursement par Predica de 50% du solde du prêt actionnaire accordé à FEIH.

Cette opération se traduit par la perte de contrôle de cette filiale, la participation de 50% conservée par le Groupe dans FEIH étant dorénavant comptabilisée en tant que coentreprise. L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2014.

5.4.3 Cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica

Le 2 décembre 2014, le Groupe a cédé au groupe colombien Celsia l'intégralité de son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica, pour un montant global de 565 millions de dollars américains (soit 455 millions d'euros), dont 614 millions de dollars américains (soit 494 millions d'euros) au titre du remboursement des prêts qui avaient été accordés par le Groupe à ces entités. Le résultat de cession est non significatif.

Le périmètre des activités cédées comprend les sociétés suivantes, qui étaient toutes consolidées par intégration globale jusqu'à leur date de cession : Altenergy (détenue à 100% ; exploitant de deux centrales hydroélectriques de 118 MW, ainsi que d'une centrale thermique au fioul de 83 MW), Bontex (détenue à 100% ; opérateur de la troisième centrale du complexe hydroélectrique de Dos Mares), Bahia Las Minas (détenue à 51%, opérateur de centrales thermiques - 280 MW), et Planta Eolica Guanacaste (détenue à 100% ; exploitant du parc éolien de Guanacaste - 50 MW).

Cette opération se traduit par une réduction de l'endettement net de 771 millions d'euros (soit le paiement reçu de 455 millions d'euros, majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net externe de 316 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière des entités concernées à la date de cession).

La contribution de ces activités panaméennes et costaricaines au résultat net part du Groupe s'est élevée à -19 millions d'euros en 2014 (avant prise en compte du résultat de cession).

5.4.4 Cession de la participation de 49% dans ISAB Energy (Italie)

Le 16 juin 2014, le Groupe a cédé au groupe ERG l'intégralité de sa participation de 49% dans ISAB Energy, société exploitant une centrale à cycle combiné et gazéification intégrée (532 MW) située dans le sud de l'Italie, pour un montant de 153 millions d'euros.

L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2014.

5.5 Actifs destinés à être cédés

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2013 (participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil – «Jirau», au Brésil et Futures Energies Investissement Holding en France) ont été cédés au cours de l'exercice 2014 (cf. Note 5.4 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014»).

Au 31 décembre 2014, le Groupe ne détient plus d'actif classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

5.6 Autres opérations de l'exercice 2014

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2014, notamment les acquisitions respectives de Ferrari Termoelétrica, société opérant une cogénération biomasse au Brésil, de West Coast Energy Ltd, société active dans l'éolien au

Royaume-Uni, et de la société d'ingénierie allemande Lahmeyer, ainsi que les cessions de DUNAMENTI Erőmű en Hongrie, et de 50% d'un portefeuille d'actifs éoliens au Royaume-Uni.

5.7 Principales variations de périmètre de l'exercice 2013

5.7.1 Perte de contrôle de SUEZ Environnement

Le 22 juillet 2013, le pacte d'actionnaires relatif à SUEZ Environnement Company a pris fin à l'égard de l'ensemble des parties, se traduisant pour le Groupe par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company. Depuis cette date, la participation détenue par le Groupe dans cet ensemble est comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés.

Cette perte de contrôle a conduit le Groupe (i) à comptabiliser la participation conservée dans SUEZ Environnement Company à sa juste valeur sur la base du cours de bourse du 22 juillet 2013, (ii) et à constater le gain net de réévaluation correspondant, soit 448 millions d'euros, dans le compte de résultat au 31 décembre 2013.

Conformément aux dispositions d'IAS 28 - *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises*, le Groupe a également procédé à une évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de SUEZ Environnement. L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs identifiables, qui était provisoire au 31 décembre 2013, a été finalisée en 2014. Les modifications apportées à ces évaluations ne sont pas significatives.



La contribution du groupe SUEZ Environnement dans le compte de résultat, le tableau des flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2013, ainsi que dans l'état de situation financière au 1^{er} janvier 2013 est présentée ci-après :

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013	Gain de réévaluation au 22 juillet 2013	Contribution de SUEZ Environnement par mise en équivalence à partir du 22 juillet 2013	Total contribution de SUEZ Environnement au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	7 922			7 922
Achats	(1 642)			(1 642)
Charges de personnel	(2 091)			(2 091)
Amortissements, dépréciations et provisions	(537)			(537)
Autres charges opérationnelles	(3 219)			(3 219)
Autres produits opérationnels	153			153
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	587			587
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	43		62	106
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	630		62	692
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(1)			(1)
Pertes de valeur	4			4
Restructurations	(17)			(17)
Effets de périmètre	(2)	448		446
Autres éléments non récurrents	10			10
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	623	448	62	1 134
Charges financières	(269)			(269)
Produits financiers	40			40
RÉSULTAT FINANCIER	(230)			(230)
Impôt sur les bénéfices	(104)			(104)
Quote-part de résultat des entreprises associées				
RÉSULTAT NET	290	448	62	800
Résultat net part du Groupe	41	448	62	551
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	249			249

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation et du changement de présentation du compte de résultat (cf. Note 2).

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros

1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾

Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	3 847
Goodwills	3 202
Immobilisations corporelles nettes	8 812
Titres disponibles à la vente	336
Prêts et créances au coût amorti	670
Instruments financiers dérivés	257
Participations dans les entreprises mises en équivalence	914
Autres actifs	80
Impôts différés actif	762
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	18 880
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	220
Instruments financiers dérivés	5
Clients et autres débiteurs	276
Stocks	3 759
Autres actifs	1 098
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 129
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL ACTIFS COURANTS	7 511
TOTAL ACTIF	26 391
Capitaux propres part du Groupe	1 451
Participations ne donnant pas le contrôle	5 446
TOTAL CAPITAUX PROPRES	6 898
Passifs non courants	
Provisions	1 395
Dettes financières	8 335
Instruments financiers dérivés	91
Autres passifs financiers	3
Autres passifs	639
Impôts différés passif	571
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	11 034
Passifs courants	
Provisions	550
Dettes financières	1 449
Instruments financiers dérivés	11
Fournisseurs et autres créanciers	2 781
Autres passifs	3 670
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL PASSIFS COURANTS	8 460
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	26 391

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE CONDENSÉ

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	800
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	1 123
Variation du besoin en fonds de roulement	(259)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	766
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(588)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(251)
Effet des variations de change et divers	(2 056)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 129)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	2 129
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	-

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

5.7.2 Incidences des cessions réalisées en 2013

<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
Opérations finalisées sur 2013 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012	1 283	(1 168)	2	-
Cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie)	1 242	(1 127)	-	-
Cession de 80% d'IP Maestrale (Italie/Allemagne)	28	(28)	-	-
Cession d'une participation de 10% dans Sohar Power Company SAOG (Oman)	13	(13)	2	-
Opérations de l'exercice 2013	1 000	(1 960)	21	(11)
Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	328	(567)	(22)	-
Cession d'une participation de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie	301	(301)	-	(11)
Cessions de centrales thermiques aux États-Unis	82	(809)	25	-
– dont encaissement du solde du prix de cession de la centrale de Choctaw - Transaction réalisée en 2012	-	(130)	-	-
– dont cession de la centrale de Red Hills	-	(226)	34	-
– dont cession de 20,6% de la centrale d'Astoria Energy, Phase I	82	(453)	(9)	-
Cession d'une participation de 33,2% dans NOGAT (Pays-Bas)	182	(177)	14	-
Cession de la participation de 36% dans KAPCO (Pakistan)	107	(106)	4	-
Autres opérations de cession individuellement non significatives	201	(301)	74	-
TOTAL	2 484	(3 429)	97	(11)

5.7.2.1 Cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie)

Le 23 janvier 2013, le Groupe et E.ON ont finalisé la cession à Energetický a Průmyslový Holding (EPH) de leurs parts dans Slovak Gas Holding («SGH») - détenue à parts égales par le Groupe et E.ON), holding détenant une participation de 49% dans le capital de l'opérateur gazier slovaque Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. (SPP).

Cette cession valorisait la quote-part de 24,5% du Groupe dans SPP à 1 301 millions d'euros. Le Groupe a reçu le 23 janvier 2013

un paiement de 1 127 millions d'euros correspondant au prix de cession de 1 301 millions d'euros diminué du dividende de 59 millions d'euros versé en décembre 2012 et d'un paiement différé garanti de 115 millions d'euros.

Le solde du prix de cession (majoré des intérêts financiers) a été encaissé par le Groupe au cours du mois de juin 2014, pour un montant total de 122 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014»).

5.7.2.2 Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal

Le 13 octobre 2013, le Groupe a cédé, pour un montant de 328 millions d'euros, 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies thermiques et renouvelables au Portugal à Marubeni Corporation.

Cette transaction a été réalisée via la constitution d'une coentreprise avec Marubeni, ce dernier acquérant auprès du Groupe une participation de 50% dans la holding NPIH, qui détient un

portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (100% d'Eurowind, opérateur de parcs éoliens ; 42,5% du producteur d'énergies renouvelables Generg ; 100% de Turbogas et 50% de Elecgas, opérateurs de centrale à cycle combiné ; ainsi que 50% de Tejo Energia, opérateur d'une centrale au charbon).

À l'issue de cette opération, la participation de 50% conservée par le Groupe dans la holding NPIH est comptabilisée en tant que coentreprise et est donc comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés du Groupe.

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 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.

Le Groupe est organisé autour des cinq secteurs opérationnels suivants : GDF SUEZ Energy International, GDF SUEZ Énergie Europe, GDF SUEZ Global Gaz & GNL, GDF SUEZ Infrastructures et GDF SUEZ Énergie Services.

La **branche Energy International (BEI)** : les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie-Pacifique, Royaume-Uni, Turquie et Moyen-Orient. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie et Turquie. La branche intervient également dans l'importation et la regazéification de gaz naturel en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.

La **branche Énergie Europe (BEE)** gère les activités de production d'électricité et de vente d'énergies en Europe continentale. Elle exploite à ce titre l'ensemble des actifs du Groupe en Europe continentale, dans le domaine du gaz (hors infrastructures rattachées à la branche Infrastructures) et de l'électricité.

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

La **branche Infrastructures** : les filiales concernées exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.

La **branche Énergie Services** : les filiales concernées conçoivent et mettent en œuvre des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations multi-techniques, que ce soit dans les domaines de l'ingénierie, de l'installation ou des services à l'énergie.

SUEZ Environnement constituait un secteur opérationnel distinct jusqu'au 22 juillet 2013. À ce titre, sa contribution aux indicateurs clés du compte de résultat 2013 (jusqu'à la perte de contrôle) continue à être présentée sur une ligne distincte de l'information sectorielle. Depuis cette date, la contribution de SUEZ Environnement aux indicateurs clés est présentée au sein de la ligne «Autres».

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, ainsi que la contribution de SUEZ Environnement en tant qu'entreprise associée depuis le 22 juillet 2013.

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, capitaux engagés industriels et investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) sont réconciliés aux comptes consolidés.

Outre les ventes de GNL de la branche Global Gaz & GNL à la branche Énergie Europe, les principales relations entre secteurs opérationnels concernent les relations entre la branche Infrastructures et la branche Énergie Europe.

Les prestations relatives à l'utilisation par GDF SUEZ Énergie Europe d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base de tarifs régulés applicables à tous les utilisateurs. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs et résultent notamment de mises aux enchères de capacités disponibles.

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.

6.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	13 977	1 268	15 245	14 393	818	15 211
Énergie Europe	35 158	1 262	36 420	42 713	1 530	44 243
Global Gaz & GNL	6 883	2 668	9 551	5 644	2 760	8 404
Infrastructures	2 994	3 818	6 812	2 557	4 218	6 775
Énergie Services	15 673	201	15 874	14 670	227	14 897
Élimination des transactions internes	-	(9 216)	(9 216)	9	(9 554)	(9 545)
SOUS-TOTAL	74 686	-	74 686	79 985	-	79 985
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	-	-	7 922	6	7 927
Élimination des transactions internes	-	-	-	(9)	(6)	(14)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	74 686	-	74 686	87 898	-	87 898

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

EBITDA ⁽¹⁾

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽²⁾
Energy International	3 716	4 029
Énergie Europe	2 020	2 877
Global Gaz & GNL	2 225	2 028
Infrastructures	3 274	3 334
Énergie Services	1 127	1 041
Autres	(224)	(333)
SOUS-TOTAL	12 138	12 976
SUEZ Environnement ⁽³⁾	-	1 247
TOTAL EBITDA	12 138	14 223

(1) Les données présentées au titre du 31 décembre 2014 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe (cf. Note 2.2). Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées en conformité avec cette nouvelle définition (cf. Note 2.3.6).

(2) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(3) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	(970)	(1 089)
Énergie Europe	(1 111)	(1 433)
Global Gaz & GNL	(926)	(912)
Infrastructures	(1 280)	(1 263)
Énergie Services	(338)	(324)
Autres	(95)	(110)
SOUS-TOTAL	(4 720)	(5 131)
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	(603)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 720)	(5 733)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	204	371
Énergie Europe	76	18
Global Gaz & GNL	31	57
Infrastructures	12	8
Énergie Services	1	9
Autres	118	63
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ Environnement en tant qu'entreprise associée</i>	118	62
SOUS-TOTAL	441	527
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	43
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	441	570

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	2 745	2 937
Énergie Europe	913	1 430
Global Gaz & GNL	1 064	973
Infrastructures	1 994	2 069
Énergie Services	791	708
Autres	(346)	(492)
SOUS-TOTAL	7 161	7 625
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	630
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	8 254

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	22 053	21 211
Énergie Europe	13 969	14 950
Global Gaz & GNL	6 052	4 490
Infrastructures	19 142	19 011
Énergie Services	4 099	3 503
Autres	3 427	3 561
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement</i>	1 994	1 891
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	68 742	66 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	1 718	1 807
Énergie Europe	1 169	1 573
Global Gaz & GNL	1 208	1 041
Infrastructures	1 729	1 934
Énergie Services	1 106	804
Autres	151	81
SOUS-TOTAL	7 080	7 239
SUEZ Environnement ⁽²⁾	-	663
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 080	7 902

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

6.3 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.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
France	27 834	34 954	31 728	30 628
Belgique	8 525	10 875	2 108	2 682
Autres Union européenne	20 516	23 600	10 880	11 387
Autres pays d'Europe	1 832	1 059	1 080	1 131
Amérique du Nord	3 829	4 303	6 211	5 433
Asie, Moyen-Orient et Océanie	7 404	8 108	8 854	7 758
Amérique du Sud	4 302	4 372	7 267	7 180
Afrique	444	627	614	529
TOTAL	74 686	87 898	68 742	66 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date, du fait de la perte de contrôle dans SUEZ Environnement (cf. Note 5.7).

6.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

6.4.1 Réconciliation de l'EBITDA

La réconciliation de l'EBITDA au résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'explique comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	8 254
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 956	5 875
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	22	93
EBITDA	12 138	14 223

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	71 601	70 154
(+) Goodwills	21 222	20 420
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽²⁾	(8 216)	(8 559)
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(2 502)	(2 307)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 779	1 554
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 055	6 799
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(152)	(135)
(+) Clients et autres débiteurs	21 558	21 057
(-) Appels de marge ^{(2) (3)}	(1 257)	(992)
(+) Stocks	4 891	4 973
(+) Autres actifs courants et non courants	10 606	8 843
(+) Impôts différés	(8 060)	(8 975)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽²⁾	(188)	20
(+) Valeur comptable des entités classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés»	-	488
(-) Quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers ⁽⁴⁾	-	(411)
(-) Provisions	(18 539)	(16 098)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾	2 168	942
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(18 799)	(16 398)
(+) Appels de marge ^{(2) (3)}	1 309	242
(-) Autres passifs	(15 735)	(14 891)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	68 742	66 727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

(3) 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.

(4) Les opérations concernées sont détaillées dans la Note 5.5 «Actifs destinés à être cédés». La définition des capitaux engagés industriels comprend la valeur comptable de la quote-part de capitaux propres qui sera conservée par le Groupe postérieurement à l'opération. En revanche, la quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers est exclue.

6.4.3 Réconciliation des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) aux rubriques de l'état des flux de trésorerie

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Investissements corporels et incorporels	5 790	6 518
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	340	363
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	208	52
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	398	688
Acquisitions de titres disponibles à la vente	246	143
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(8)	69
(+) Autres	(2)	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	126	71
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	(18)	-
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 080	7 902

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Contribution de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant

7.1 Chiffre d'affaires

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Ventes d'énergies	55 605	63 321
Prestations de services	18 308	23 379
Produits de location et contrats de construction	773	1 198
CHIFFRE D'AFFAIRES	74 686	87 898

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

En 2014, la ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 692 millions d'euros (contre 729 millions d'euros en 2013). En 2013,

cette ligne comprenait également des produits de contrats de construction pour 361 millions d'euros.

7.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Avantages à court terme	(9 303)	(11 017)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(22)	(93)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 20.3.4)	(315)	(382)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 20.4)	(139)	(123)
CHARGES DE PERSONNEL	(9 779)	(11 615)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

7.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Dotations aux amortissements (cf. Notes 14 et 15)	(4 720)	(5 733)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(249)	(319)
Variation nette des provisions (cf. Note 19)	172	(374)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(4 797)	(6 426)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Au 31 décembre 2014, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 726 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 004 millions d'euros de

dotations sur immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 14 «Immobilisations incorporelles» et 15 «Immobilisations corporelles».

NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 161	8 254
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(298)	(226)
Pertes de valeur	(1 037)	(14 770)
Restructurations	(167)	(302)
Effets de périmètre	562	405
Autres éléments non récurrents	353	544
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	6 574	(6 093)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

8.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 298 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre une charge nette de 226 millions d'euros au 31 décembre 2013 et résulte essentiellement de l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture, qui se

traduit par une charge nette de 302 millions d'euros (contre une charge nette de 228 millions d'euros au 31 décembre 2013). Cette charge résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes. Elle comprend également un effet positif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2013.

8.2 Pertes de valeur

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Pertes de valeur :		
Goodwills	(82)	(5 689)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(924)	(9 011)
Actifs financiers	(87)	(93)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(1 094)	(14 793)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	57	12
Actifs financiers	-	11
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	57	23
TOTAL	(1 037)	(14 770)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Les pertes de valeur de 1 037 millions d'euros se répartissent principalement entre les branches Global Gaz et GNL (362 millions d'euros), Energy International (306 millions d'euros) et Énergie Europe (291 millions d'euros). Compte tenu des effets impôts

différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2014 s'élève à 655 millions d'euros.

Au 31 décembre 2014, les pertes de valeur comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertès de valeur sur immobilisations		Total des pertes de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
		Pertès de valeur sur <i>goodwills</i>	corporelles et autres immobilisations incorporelles			
UGT goodwill Global Gaz & GNL						
		-	(362)	(362)	Valeur d'utilité - DCF	8%-15%
	Actifs d'exploration-production en Mer du Nord		(261)		Valeur d'utilité - DCF	9,0%
	Autres actifs et licences d'exploration-production		(44)			
	Autres actifs corporels et incorporels		(57)			
UGT goodwill Energy UK - Europe						
	Centrales thermiques		(181)		Valeur d'utilité - DCF	7,2%-8,7%
	Parc éolien et autres actifs corporels et incorporels		(45)		Juste valeur	
UGT goodwill Énergie - Europe de l'Est						
		(82)	(30)	(112)	Valeur d'utilité - DCF	8,3%-12,3%
	Actifs corporels		(30)		Valeur d'utilité - DCF	
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe						
	Centrales thermiques		(48)	(109)	Valeur d'utilité - DCF	6,5%-9,0%
	Autres actifs corporels et incorporels		(61)			
Autres pertes de valeur						
		-	(197)	(197)		
TOTAL GROUPE GDF SUEZ		(82)	(924)	(1 006)		

8.2.1 Actifs d'exploration-production en Mer du Nord

Concernant les activités d'exploration-production en Mer du Nord, la baisse des réserves prouvées et probables de certains actifs ainsi que la baisse des prix du gaz ont conduit le Groupe à comptabiliser au 31 décembre 2014 une perte de valeur de 261 millions d'euros sur des champs de production de gaz en Mer du Nord.

La valeur d'utilité de ces actifs d'exploration-production a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies sur base du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction du Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Le taux d'actualisation appliqué à ces projections s'élève à 9%.

Les évolutions du prix des hydrocarbures, l'estimation du niveau de réserve des champs concernés et le taux d'actualisation constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Une diminution de 10% du prix des hydrocarbures utilisé dans les projections conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires de 184 millions d'euros sur ces champs en Mer du Nord.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 60 millions d'euros.

8.2.2 Centrales thermiques au Royaume-Uni

Le Groupe exploite au Royaume-Uni un portefeuille de centrales thermiques représentant une capacité installée d'environ 2 300 MW en quote-part Groupe.

La détérioration des prévisions de *clean dark spread* et de *clean spark spread* ainsi que les résultats des premières enchères de capacité au Royaume-Uni ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 181 millions d'euros sur certains actifs du parc de production thermique.

La valeur d'utilité de ces actifs a été calculée individuellement, sur la base des projections des flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction du Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 7,2% et 8,7%.

Les prévisions concernant l'évolution de la demande d'électricité, du prix des combustibles et de l'électricité, de la taxe carbone ainsi que le niveau des rémunérations de capacité à compter de 2020 constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 3 millions d'euros sur ces actifs de production thermique. Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par des pertes de valeur complémentaires sur ces mêmes actifs d'un montant total de 22 millions d'euros.

8.2.3 UGT Énergie - Europe de l'Est

L'UGT Énergie - Europe de l'Est regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité en Pologne, en Roumanie et en Hongrie. Cette UGT comprend près de 1 900 MW de capacités de production installées, dont environ 1 800 MW correspondent à des actifs de production thermique.

En Pologne, les perspectives à long terme concernant les taux d'utilisation des centrales charbon ont été revues à la baisse compte tenu des prévisions d'évolution des capacités de production et du mix du parc électrique polonais.

En Hongrie, les activités de commercialisation et de distribution sont confrontées à un environnement réglementaire particulièrement difficile. Les activités de commercialisation sont particulièrement affectées par les baisses tarifaires et l'atonie de la demande.

Compte tenu de ces difficultés, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Énergie - Europe de l'Est qui s'élève à 910 millions d'euros au 31 décembre 2014 est devenue inférieure à la valeur comptable de l'UGT. Le Groupe a donc été conduit à comptabiliser une perte de valeur de 112 millions d'euros dont 82 millions correspondant à l'intégralité du *goodwill* de l'UGT ainsi qu'une perte de valeur de 30 millions d'euros sur des actifs corporels et incorporels dont 21 millions d'euros sur un parc éolien en Roumanie.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie - Europe de l'Est a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 8,3% et 12,3%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production, de commercialisation et de distribution.

Les hypothèses clés du test de pertes de valeur comprennent l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles et de l'électricité.

8.2.4 Pertes de valeur comptabilisées en 2013

Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur de 14 700 millions d'euros comptabilisées sur les *goodwills* (y compris *goodwill* sur entreprises mises en équivalence) les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se répartissaient comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Pertes de valeur sur <i>goodwills</i> ⁽³⁾	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations	Total des pertes de valeur
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe	(3 782)	(4 165)	(7 947)
Pertes de valeur sur le parc de centrales thermiques		(3 711)	
Pertes de valeur sur autres actifs corporels et incorporels		(454)	
UGT goodwill Stockage	(1 250)	(1 896)	(3 146)
Pertes de valeur sur les sites de stockage de gaz en Europe		(1 896)	
UGT goodwill Énergie - Europe du Sud	(252)	(1 157)	(1 409)
Pertes de valeur sur des actifs de production thermique		(1 013)	
Pertes de valeur sur le portefeuille clients		(144)	
UGT goodwill Énergie - Europe de l'Est	(264)	(178)	(442)
Pertes de valeur sur autres actifs thermiques		(123)	
Autres		(55)	
UGT goodwill Energy UK - Europe		(459)	(459)
Pertes de valeur sur des centrales thermiques		(459)	
Autres pertes de valeur	(141)	(1 157)	(1 298)
TOTAL GROUPE GDF SUEZ AU 31 DÉCEMBRE 2013 ^{(1) (2)}	(5 689)	(9 011)	(14 700)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(3) Y compris *goodwill* sur entreprises mises en équivalence.

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 14 770 millions d'euros. Compte tenu des effets d'impôt différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas de contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le

résultat net part du Groupe 2013 s'est élevé à 12 713 millions d'euros.

Les pertes de valeur comptabilisées sur les activités européennes du Groupe s'élevaient à 13 402 millions d'euros dont 5 548 millions sur le *goodwill* (y compris 55 millions d'euros sur le *goodwill* des entreprises mises en équivalence).

Les tests de pertes de valeur annuels tiraient ainsi toutes les conséquences des conditions économiques difficiles et des évolutions structurelles défavorables qui affectent durablement la rentabilité des activités de production électrique et des activités de stockage de gaz naturel en Europe.

En ce qui concerne les activités de production électrique, les fondamentaux des marchés sur lesquels opère le Groupe sont marqués par une contraction de la demande d'électricité, l'essor des énergies renouvelables, une situation de surcapacités qui, conjointement avec la concurrence des énergies renouvelables, induit une baisse des taux d'utilisation des centrales thermiques et des prix de l'électricité en base qui restent à des niveaux très bas.

Par ailleurs, les marges des activités de commercialisation et de *midstreamer* gazier sont affectées par les pressions concurrentielles liées à l'augmentation de l'offre gazière et à la demande d'offres indexées sur le prix de marché du gaz.

Les activités de commercialisation des capacités de stockage souterrain de gaz naturel pâtissent également des tensions et évolutions de marché décrites ci-avant ainsi que de la contraction de la demande de gaz. Cet environnement économique difficile se traduit par des *spreads* saisonniers TTF qui demeurent à des niveaux bas et par de moindres réservations de capacités de stockage.

8.3 Restructurations

Les restructurations, d'un montant total de -167 millions d'euros au 31 décembre 2014, comprennent des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -70 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Services et -58 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Europe.

Au 31 décembre 2013, les restructurations, d'un montant total de -302 millions d'euros, comprenaient des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -171 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Europe et -56 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Services.

8.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2014, les effets de périmètre s'élèvent à +562 millions d'euros et comprennent essentiellement :

- le résultat de +359 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur des 40% d'intérêts précédemment détenus par le Groupe dans Gaztransport & Technigaz (GTT), suite à la prise de contrôle de cette société à l'issue de son introduction en bourse (cf. Note 5.1) ;
- le résultat de +174 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur de la participation du Groupe dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution, suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que «Titres disponibles à la vente» (cf. Note 5.3.2) ;
- le résultat de +61 millions d'euros relatif à la cession d'une participation de 20% dans la société NGT B.V. aux Pays-Bas.

Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2013, ce poste s'élevait à +405 millions d'euros et comprenait essentiellement le gain net de réévaluation relatif à la participation détenue par le Groupe dans SUEZ Environnement Company, consécutif à la fin du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013 et à la perte de contrôle en résultant pour le Groupe (+448 millions d'euros).

8.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2014, ce poste comprend pour l'essentiel le résultat réalisé sur la cession de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes, pour un montant de +323 millions d'euros (cf. Note 5.3.1).

Au 31 décembre 2013, ce poste comprenait l'effet de la diminution de la provision pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, pour un montant de +499 millions d'euros, ainsi que la plus-value de +73 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Medgaz, dont 75 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisé en «Autres éléments du résultat global».

NOTE 9 Résultat financier

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ^{(1) (2)}		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 071)	132	(939)	(1 525)	127	(1 398)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(460)	239	(221)	(256)	103	(153)
Autres produits et charges financiers	(932)	215	(716)	(663)	268	(394)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 462)	586	(1 876)	(2 444)	498	(1 945)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

9.1 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. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 204)	-	(1 204)	(1 659)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	21	21	(21)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(21)	-	(21)	2
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	111	111	125
Coûts d'emprunts capitalisés	154	-	154	155
COÛT DE LA DETTE NETTE	(1 071)	132	(939)	(1 398)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Au-delà de l'effet du changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement intervenu en juillet 2013 (impact de -230 millions d'euros), la diminution du coût de la dette nette s'explique principalement par la réduction de l'encours moyen de la

dette brute ainsi que par les effets positifs liés aux opérations de refinancement et de restructuration de la dette réalisées par le Groupe (cf. Note 16.3.2 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).

9.2 Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés

Les principaux impacts des opérations de restructuration se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total 31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(249)	239	(11)	(107)
<i>dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps</i>	(249)	-	(249)	(210)
<i>dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation</i>	-	239	239	103
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(211)	-	(211)	(46)
<i>dont charges sur opérations de refinancement anticipé</i>	(211)	-	(211)	(46)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(460)	239	(221)	(153)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé (cf. Note 16.3.2 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période ») dont notamment plusieurs rachats de souches obligataires représentant

un montant nominal de 1 776 millions d'euros. L'impact net du rachat de ces souches et du débouclage des couvertures afférentes s'élève à -215 millions d'euros au 31 décembre 2014.

9.3 Autres produits et charges financiers

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(206)	-
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(1)	-
Désactualisation des autres provisions à long terme	(518)	(421)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(153)	(170)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(48)	(69)
Autres charges financières	(6)	(3)
TOTAL	(932)	(663)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	103	129
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	-	31
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	-	2
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	21	35
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	85	30
Autres produits financiers	6	41
TOTAL	215	268
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(716)	(394)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

NOTE 10 Impôts

10.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 1 588 millions d'euros (contre 745 millions d'euros en 2013). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2) (3)}
Impôt exigible	(1 918)	(2 245)
Impôt différé	330	1 500
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(1 588)	(745)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(3) La charge d'impôt 2013 comprenait un produit d'impôt de 1 542 millions d'euros (dont 1 490 millions d'euros en produit d'impôt différé) relatif à des pertes de valeur comptabilisées sur des actifs corporels et incorporels.

10.1.2 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. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Résultat net	3 110	(8 783)
• Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	441	570
• Impôt sur les bénéfices	(1 588)	(745)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	4 256	(8 608)
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	180	(3 851)
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	4 076	(4 757)
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	38,0%	38,0%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) × (B)	(1 617)	3 271
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	25	(812)
Différences permanentes ^(a)	(93)	(2 037)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(b)	801	636
Compléments d'impôt ^(c)	(571)	(848)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ^(d)	(750)	(1 512)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	191	137
Effet des changements de taux d'impôt	(42)	38
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(e)	292	533
Autres	176	(152)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(1 588)	(745)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

(a) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges non déductibles de l'assiette fiscale des sociétés de projet dans l'exploration-production ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.

(b) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit en France, en Belgique et dans d'autres pays, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Thaïlande et dans d'autres pays, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation présentés dans la Note 8.4 «Effets de périmètre».

(c) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, la taxe de 3% sur les dividendes distribués en numéraire par les sociétés françaises et les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, la contribution nucléaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (422 millions d'euros au titre de 2013 et 407 millions en Belgique au titre de 2014), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(d) Comprend l'effet de la non-reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales. En 2013, cet effet comprenait notamment la non-reconnaissance de certaines différences temporelles actives nettes générées par des pertes de valeur sur actifs.

(e) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique, des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, et en France et des reprises de provisions sur impôt sur les sociétés.

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 entités fiscales 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. La contribution exceptionnelle a

été relevée à 10,70% pour 2013, 2014 et 2015, portant le taux d'imposition à 38,00% pour les exercices 2013, 2014 et 2015.

Pour les sociétés françaises, les différences temporelles dont le reversement est planifié après 2015 continuent d'être valorisées au taux de 34,43%.

10.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	439	(43)
Engagements de retraite	(12)	11
Provisions non déduites	60	183
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(261)	291
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	229	(27)
Autres	(64)	179
TOTAL	391	593
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	159	817
Provisions à caractère fiscal	19	(10)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(264)	(8)
Autres	25	109
TOTAL	(61)	907
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	330	1 500

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

La variation du produit d'impôt différé provient principalement de la comptabilisation de certaines pertes de valeur d'immobilisations corporelles en 2013.

10.2 Produits et charges d'impôt différé 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
Actifs financiers disponibles à la vente	(13)	-
Écarts actuariels	516	(201)
Couverture d'investissement net	94	(131)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	90	(64)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	11	(4)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	698	(400)
Quote-part des entreprises mises en équivalence	21	(43)
TOTAL	719	(443)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

10.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

10.3.1 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 :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	490	(9 466)	(8 975)
Effet résultat de la période	391	(61)	330
Effet autres éléments du résultat global	839	(139)	700
Effet périmètre	(14)	(96)	(110)
Effet change	176	(163)	13
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(2)	-	(2)
Autres effets	164	(178)	(14)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(1 026)	1 026	-
AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 018	(9 077)	(8 060)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

10.3.2 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. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 655	1 867
Engagements de retraite	1 633	1 186
Provisions non déduites	512	492
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 129	1 053
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 416	1 079
Autres	669	822
TOTAL	8 014	6 499
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(13 889)	(13 342)
Provisions à caractère fiscal	(174)	(193)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(1 191)	(1 118)
Autres	(820)	(821)
TOTAL	(16 074)	(15 474)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(8 060)	(8 975)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 2 655 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 1 867 millions d'euros au 31 décembre 2013). Leur augmentation provient essentiellement des actifs d'impôts différés comptabilisés au titre des reports déficitaires générés en 2014 par l'intégration fiscale GDF SUEZ SA et de la société GDF SUEZ E&P UK Ltd.

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des reports déficitaires sont justifiés par l'existence de différences temporelles taxables suffisantes et/ou par des prévisions d'utilisation de ces déficits sur la période couverte par le plan à moyen terme (2015-2020) validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

10.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2014, 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 2 328 millions d'euros (contre 1 123 millions d'euros en 2013). 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, au Luxembourg, en France, en Australie et au Royaume-Uni) ou limitée à 9 ans aux Pays-Bas. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'impôts différés faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 1 150 millions d'euros en 2014 comparés à 1 371 millions d'euros en 2013.

NOTE 11 Résultat net récurrent part du Groupe

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

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «Mark-to-market sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Charges de restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes

réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39 - *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;

- les effets impôt relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique, dont le Groupe conteste la légalité (cf. Note 28.1.10) ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ^{(1) (2)}
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		2 440	(9 198)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		669	414
RÉSULTAT NET		3 110	(8 783)
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		587	14 348
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	8.1	298	226
<i>Pertes de valeur</i>	8.2	1 037	14 770
<i>Restructurations</i>	8.3	167	302
<i>Effets de périmètre</i>	8.4	(562)	(405)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	8.5	(353)	(544)
Autres éléments retraités		187	(1 138)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	9.1	21	(2)
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	9.2	221	153
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture</i>	9.3	206	(31)
<i>Impôt sur les éléments non récurrents</i>		(659)	(1 593)
<i>Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique</i>		397	271
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	4	2	64
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 885	4 426
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		760	977
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		3 125	3 449

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) La participation du Groupe dans SUEZ Environnement est comptabilisée selon la méthode de l'intégration globale dans les comptes jusqu'au 22 juillet 2013, puis selon la méthode de la mise en équivalence à compter de cette date (cf. Note 5.7).

NOTE 12 Résultat par action

	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	2 440	(9 198)
Rémunération des titres super-subordonnés	(67)	-
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	2 373	(9 198)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	2 373	(9 198)
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 367	2 359
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	15	15
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 382	2 374
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	1,00	(3,90)
Résultat net part du Groupe par action dilué	1,00	(3,90)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 - *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions gratuites et d'actions de performance en titres GDF SUEZ ainsi que les plans de stock-options dont le prix d'exercice demeure inférieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ (le cours moyen

annuel de l'action GDF SUEZ s'est élevé à 19,02 euros en 2014). Tous ces plans sont décrits dans la Note 24.

En 2014, compte tenu de leur effet relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action. Ces mêmes plans étaient également exclus du calcul du résultat dilué par action 2013 du fait de leur effet relatif.

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2014 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 13 Goodwills

13.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	29 987	(452)	29 535
Pertes de valeur	-	(5 634)	(5 634)
Variations de périmètre et Autres	(3 400)	230	(3 170)
Écarts de conversion	(341)	30	(310)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	26 246	(5 826)	20 420
Pertes de Valeur	-	(82)	(82)
Variations de périmètre et Autres	500	32	531
Écarts de conversion	357	(4)	353
AU 31 DÉCEMBRE 2014	27 102	(5 880)	21 222

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les effets des variations de périmètre dans l'état de situation financière au 31 décembre 2014 résultent principalement de la comptabilisation d'un *goodwill* de 375 millions d'euros résultant de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutive à son introduction en bourse, d'un *goodwill* provisoire de 213 millions d'euros dégagé sur l'acquisition d'Ecova, ainsi que de la décomptabilisation d'un *goodwill* de 134 millions d'euros consécutive au changement de méthode de consolidation des participations dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution. Ces opérations et changements de méthode de consolidation sont décrits dans la Note 5 «Principales variations de périmètre».

À l'issue des tests de perte de valeur annuels réalisés sur les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT *goodwill*) au second semestre 2014, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur les

goodwills d'un montant total de 82 millions d'euros correspondant essentiellement au *goodwill* de l'UGT Énergie - Europe de l'Est (cf. Note 8.2.3).

La diminution constatée en 2013 provenait essentiellement de la comptabilisation de pertes de valeur sur *goodwills* (cf. Note 8.2.4) pour un montant total de 5 634 millions d'euros (dont 3 732 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Central Western Europe, 1 250 millions d'euros sur l'UGT Stockage, 264 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe de l'Est, 247 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe du Sud et 60 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Espagne) ainsi que des variations de périmètre et autres à hauteur de 3 170 millions d'euros (dont 3 162 millions d'euros liés au changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement).

13.2 Principales UGT goodwill

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

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
UGT SIGNIFICATIVES ⁽²⁾			
Énergie - Central Western Europe	Énergie Europe	8 181	8 312
Distribution	Infrastructures	4 009	4 009
Global Gaz & GNL	Global Gaz & GNL	2 207	2 087
Energy - Amérique du Nord	Energy International	1 389	1 231
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Énergie Services - International	Énergie Services	1 016	625
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	630	583
Transport France	Infrastructures	614	614
Stockage	Infrastructures	543	543
AUTRES UGT (goodwills inférieurs individuellement à 500 millions d'euros)		2 633	2 416
TOTAL		21 222	20 420

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

13.3 Tests de perte de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de perte de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2015-2035. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en septembre 2014 par le Comité de Direction du Groupe. Les

projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix forward») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marché, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les

taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux, après impôts, retenus en 2014 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,9% et 15,0% (entre 5,2% et 15,1% en 2013). Les taux d'actualisation utilisés pour chacune des huit principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes ci-après 13.3.1 «UGT significatives» et 13.3.2 «Autres UGT importantes».

13.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de perte de valeur des UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2014.

Goodwill affecté à l'UGT CWE

L'UGT Énergie - Central Western Europe regroupe les activités d'approvisionnement, de négoce et commercialisation de gaz

naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en France, en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne. Le parc de production électrique de 22 711 MW comprend notamment des capacités nucléaires de 4 134 MW en Belgique, 1 209 MW de droits de tirage sur des centrales nucléaires en France, 2 295 MW de centrales hydroélectriques en France et 10 053 MW de centrales thermiques. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 8 181 millions d'euros. En 2013, une perte de valeur de 7 947 millions d'euros avait été comptabilisée sur cette UGT *goodwill*, dont 3 782 millions d'euros sur le *goodwill* (y compris 50 millions d'euros sur le *goodwill* des entreprises mises en équivalence) et 4 165 millions d'euros sur des actifs corporels et incorporels (cf. Note 8.2.4).

La valeur d'utilité de l'UGT CWE a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 6 ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les projections de flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme des principales activités contributrices ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine thermique (centrales à gaz et charbon) et éolienne	Projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité des actifs et des contrats sous-jacents.
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité de Tihange 1 (50 ans) et sur la durée de vie technique de 60 ans pour les réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Production hydroélectrique en France	Projection des flux de trésorerie sur la durée des concessions puis hypothèse de renouvellement des concessions.
Approvisionnement et négoce de gaz naturel, activités de commercialisation France	Projection des flux de trésorerie sur un horizon de temps permettant de converger vers les niveaux de marge et prix d'équilibre long terme attendus, puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions de flux de trésorerie sont compris entre 5,6% et 8,5% et diffèrent en fonction du profil de risque attribué à chaque activité.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les taux d'actualisation, les prévisions concernant l'évolution du cadre réglementaire, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité constituent les hypothèses clés du test de perte de valeur de l'UGT *goodwill* CWE.

En ce qui concerne les hypothèses sur le cadre réglementaire en Belgique, les hypothèses les plus structurantes portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes et sur le redémarrage des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 qui sont actuellement à l'arrêt depuis le mois de mars 2014.

En décembre 2013, le précédent gouvernement avait confirmé le calendrier suivant sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire :

- la fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 à l'issue des 40 années d'exploitation, soit le 15 février 2015 et le 1^{er} décembre 2015 respectivement ;

- la durée d'exploitation de Tihange 1 est prolongée de 10 ans jusqu'au 1^{er} octobre 2025. En contrepartie, l'État belge percevra une redevance correspondant à 70% de la différence positive entre le produit de la vente de l'électricité et le coût de revient de la centrale majoré de la rémunération des investissements nécessaires à la prolongation de la durée de vie de cette unité ; cette redevance se substituera à la contribution nucléaire forfaitaire applicable à Tihange 1 ;

- les réacteurs de Doel 3, Tihange 2, Tihange 3 et Doel 4 (réacteurs de seconde génération) fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, le nouveau Gouvernement a décidé lors du conseil des ministres du 18 décembre 2014, de prolonger la durée d'exploitation des réacteurs Doel 1 et Doel 2 pour une période de 10 ans, sans que la durée d'exploitation de ces réacteurs ne puisse dépasser 2025. Pour devenir effective, cette prolongation nécessitera une modification de la loi sur la sortie du nucléaire en Belgique, un accord de la part de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) ainsi que la conclusion d'une convention entre le Groupe et les autorités belges sur les conditions économiques et financières de cette prolongation. À ce stade, les discussions entre le Groupe

et le Gouvernement sont en cours. Le Groupe n'effectuera les investissements nécessaires à la prolongation de ces deux unités qu'à la condition que (i) ceux-ci soient économiquement rentables et que (ii) le cadre économique et juridique relatif aux activités nucléaires en Belgique soit clarifié et stabilisé. Dans la mesure où le résultat des négociations concernant la prolongation de Doel 1 et Doel 2 n'est pas encore connu, la valeur d'utilité repose, comme en 2013, sur une hypothèse de fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 en 2015.

Compte tenu (i) de la prolongation de Tihange 1 et de la décision du Gouvernement belge de prolonger Doel 1 et Doel 2, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, et (iii) de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution, le Groupe considère, tout comme en 2013, qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. Le calcul de la valeur d'utilité tient donc compte d'une hypothèse de prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de seconde génération. En contrepartie, le calcul de la valeur d'utilité des réacteurs ainsi prolongés tient compte d'une hypothèse de partage de valeur avec l'État belge.

Au cours du premier semestre 2014, le Groupe a décidé d'anticiper les arrêts de maintenance programmés des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2. Cette décision du 25 mars 2014 fait suite aux résultats de tests menés sur des échantillons de matériaux des cuves, conformément au programme d'actions convenu avec l'AFCN lors du redémarrage de ces réacteurs en 2013. Sur l'ensemble des tests réalisés dans ce cadre, l'un d'entre eux n'a pas donné de résultats conformes aux attentes des experts. Afin de vérifier et d'expliquer les premiers résultats observés, des tests et expertises complémentaires ont été réalisés et ont été communiqués à un panel d'experts internationaux sollicités par l'AFCN. Ces experts ont formulé des requêtes et recommandations supplémentaires qui sont en cours de traitement par le Groupe. À l'issue de ces nouveaux tests, un dossier de justification sera remis à l'AFCN à qui il reviendra de statuer sur le redémarrage des deux réacteurs. Le Groupe demeure confiant quant au redémarrage de ces unités en 2015 et a intégré cette hypothèse dans le calcul de la valeur d'utilité de l'UGT CWE.

En France, le Groupe a tenu compte d'une hypothèse de prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2037. Bien qu'aucune décision d'extension de ces réacteurs n'ait été prise par l'État et l'Autorité de la Sûreté Nucléaire, le Groupe considère, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

Par ailleurs, le Groupe a considéré une hypothèse de renouvellement de ses concessions hydroélectriques, notamment celle de la Compagnie Nationale du Rhône à l'issue du contrat de concession qui expire en 2023.

Enfin, le niveau de marge normatif associé aux activités de gestion des contrats d'approvisionnement et de négoce de gaz naturel constitue la meilleure estimation des perspectives de rentabilité de ces activités à moyen et long terme.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2014, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* CWE est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité de l'UGT *goodwill*

Une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur les productions électriques d'origine nucléaire et hydroélectrique aurait un impact négatif de 14% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh aurait un impact positif de 14% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques 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. Inversement, une augmentation de 5% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact positif de 15% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 10% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 10% sur ce calcul.

Une augmentation des taux d'actualisation utilisés de 50 points de base aurait un impact négatif de 66% 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 des taux d'actualisation de 50 points de base utilisés aurait quant à elle un impact positif de 68% sur ce calcul.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'origine nucléaire en Belgique :

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test, la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait environ à 4 400 millions d'euros ;
- l'arrêt immédiat et définitif de l'exploitation des deux réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test, la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait environ à 2 200 millions d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de vie des réacteurs de seconde génération suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 1 000 millions d'euros.

En France, l'absence de prolongation de 10 ans des droits de tirage sur les centrales nucléaires de Chooz B et Tricastin aurait un impact négatif de 23% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

En ce qui concerne les centrales nucléaires belges et les concessions hydroélectriques françaises, les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'extension de 20 ans des centrales

de seconde génération comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissements à réaliser,...) durant cette période. La modification d'un ou plusieurs de ces paramètres pourrait conduire à ajuster de manière significative le montant de la valeur recouvrable de l'UGT.

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 2014. L'UGT Distribution regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur d'utilité de l'UGT Distribution a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,0%. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2020. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 4.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT Distribution, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Goodwill affecté à l'UGT Global Gaz & GNL

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 2 207 millions d'euros au 31 décembre 2014. L'UGT Global Gaz & GNL regroupe les activités amont du Groupe dans la chaîne de valeur du gaz naturel. Celles-ci comprennent :

- les activités d'exploration-production à savoir, la prospection, le développement et l'exploitation de champs gaziers et pétroliers. Les principaux champs exploités par le Groupe sont situés en Allemagne, au Royaume-Uni, en Norvège, aux Pays-Bas, en Algérie et en Indonésie ;
- les activités relatives au GNL à savoir, la gestion et la commercialisation d'un portefeuille diversifié de contrats d'approvisionnement long terme, la gestion des participations dans des usines de liquéfaction, l'exploitation d'une flotte de méthaniers et de capacités de regazéification dans des terminaux méthaniers ainsi que le développement et la commercialisation de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport du GNL par GTT, filiale du Groupe spécialisée dans l'ingénierie navale.

La valeur recouvrable de l'UGT a été déterminée sur la base (i) du cours de bourse en ce qui concerne la filiale cotée GTT et (ii) de la valeur d'utilité pour l'ensemble des autres activités composant l'UGT.

La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à

moyen terme 2016-2020 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Pour les activités GNL en dehors de GTT, la valeur terminale correspond à une valeur de sortie déterminée en appliquant un taux de croissance long terme de 2,5% au flux de trésorerie de la dernière année du plan d'affaires à moyen terme approuvé par le Comité de Direction Groupe. Ce taux de croissance de 2,5% comprend l'effet de l'inflation à hauteur de 2% et l'effet de l'augmentation attendue des volumes de GNL sur le long terme à hauteur de 0,5%. Cette hypothèse de croissance à long terme est largement corroborée par des études externes et les prévisions des autres acteurs de marché. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 9,1%.

La valeur d'utilité des actifs d'exploration-production, en phase de développement ou de production, est déterminée à partir d'un horizon de projections correspondant à la durée de vie des réserves prouvées et probables sous-jacentes.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, les estimations des réserves prouvées et probables, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, ainsi que les perspectives futures des marchés. Les valeurs retenues reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés. Les projections utilisées pour les prix du pétrole et du gaz naturel au-delà de l'horizon liquide sont en ligne avec le consensus établi à partir d'un panel de plusieurs études externes. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 8,2% et 15% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 23% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 37% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, aurait un impact négatif de 66% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures aurait quant à elle un impact positif de 74% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

Une diminution de 50 points de base du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale des activités GNL aurait un impact négatif de 11% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 50 points de base du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact positif de 11% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Energy – Amérique du Nord

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 389 millions d'euros au 31 décembre 2014. 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), ainsi que dans la vente de cargaisons GNL.

La valeur d'utilité de ces activités est calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2015 et du plan d'affaires à moyen terme 2016-2020 approuvés 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 de commercialisation d'électricité, 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 un taux de croissance long terme de 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 2014 entre 5,5% et 8,7% selon les activités.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 22% 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 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 26% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des prix d'équilibre long terme de l'électricité aurait un impact négatif de 25% 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 de 10% des prix d'équilibre long terme aurait quant à elle un impact positif de 25% sur ce calcul.

13.3.2 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Énergie Services - International	Énergie Services	DCF	8,1%
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	DCF + DDM	7,2% - 12,2%
Transport France	Infrastructures	DCF	5,3%
Stockage	Infrastructures	DCF	5,0% - 7,9%

La méthode «DDM» désigne la méthode dite de l'actualisation des dividendes (*Discounted Dividend Model*).

13.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Energy International	3 466	3 091
Énergie Europe	8 181	8 395
Global Gaz & GNL	2 207	2 087
Infrastructures	5 324	5 324
Énergie Services	2 044	1 524
TOTAL	21 222	20 420

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

NOTE 14 Immobilisations incorporelles

14.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	5 790	2 379	12 156	20 325
Acquisitions	262	-	537	799
Cessions	(87)	-	(67)	(154)
Écarts de conversion	(44)	-	(133)	(177)
Variations de périmètre	(3 309)	-	(3 212)	(6 521)
Autres variations	90	66	(31)	125
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	2 702	2 445	9 250	14 397
Acquisitions	225	-	510	735
Cessions	(40)	-	(47)	(87)
Écarts de conversion	32	-	209	241
Variations de périmètre	(91)	-	791	700
Autres variations	(2)	48	(191)	(145)
AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 825	2 493	10 523	15 841
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	(2 004)	(856)	(4 801)	(7 661)
Dotations aux amortissements	(189)	(92)	(675)	(956)
Pertes de valeur	(36)	(638)	(586)	(1 260)
Cessions	84	-	61	144
Écarts de conversion	6	-	42	48
Variations de périmètre	1 149	-	1 245	2 395
Autres variations	(73)	-	8	(65)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	(1 063)	(1 586)	(4 705)	(7 355)
Dotations aux amortissements	(97)	(60)	(569)	(726)
Pertes de valeur	-	-	(221)	(222)
Cessions	37	-	35	72
Écarts de conversion	(8)	-	(76)	(84)
Variations de périmètre	65	-	11	77
Autres variations	4	-	(38)	(35)
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(1 062)	(1 646)	(5 564)	(8 272)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	1 639	858	4 545	7 042
AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 763	847	4 959	7 569

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les effets de variations de périmètre 2014 proviennent principalement de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutive à son introduction en bourse (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations incorporelles proviennent essentiellement de l'évolution du dollar américain par rapport à l'euro (+127 millions d'euros).

14.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnu en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12.

14.1.2 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 les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - Virtual Power Plant) en Italie.

14.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2014 des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, dont essentiellement la marque corporate 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 21 «Activité exploration-production».

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables (en raison de leur durée de vie indéterminée) s'élève à 674 millions d'euros (contre 678 millions d'euros au 31 décembre 2013) et

correspondent essentiellement 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.

14.2 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, s'élèvent à 189 millions d'euros pour l'exercice 2014. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38) sont non significatives.



NOTE 15 Immobilisations corporelles

15.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc- tions	Instal- lations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobili- sations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	3 183	7 263	98 218	1 892	1 950	8 901	1 365	122 771
Acquisitions	13	34	707	74	567	4 554	58	6 008
Cessions	(53)	(53)	(546)	(87)	1	-	(43)	(782)
Écarts de conversion	(105)	(116)	(2 821)	(24)	(58)	(196)	(14)	(3 334)
Variations de périmètre	(1 824)	(3 369)	(8 460)	(1 502)	(549)	(521)	(429)	(16 653)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(692)	-	(10)	(23)	-	(725)
Autres variations	(12)	230	3 705	20	26	(4 097)	54	(75)
Au 31 décembre 2013⁽¹⁾	1 202	3 988	90 110	373	1 926	8 619	991	107 209
Acquisitions	13	48	669	38	-	4 214	45	5 028
Cessions	(295)	(33)	(2 983)	(38)	(11)	(13)	(63)	(3 435)
Écarts de conversion	22	69	1 800	7	(3)	261	8	2 163
Variations de périmètre	(15)	(15)	(1 510)	3	(13)	(19)	18	(1 552)
Autres variations	18	403	4 745	6	243	(5 436)	55	33
AU 31 DÉCEMBRE 2014	944	4 460	92 831	390	2 141	7 626	1 053	109 446
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	(1 214)	(2 771)	(33 544)	(1 256)	(1 093)	(202)	(929)	(41 009)
Dotations aux amortissements	(42)	(276)	(4 036)	(105)	(228)	-	(110)	(4 797)
Pertes de valeur	(25)	(80)	(4 808)	-	(18)	(2 404)	(4)	(7 339)
Cessions	10	27	332	74	1	1	39	485
Écarts de conversion	37	21	828	14	21	(4)	9	926
Variations de périmètre	843	1 246	3 584	1 016	541	3	273	7 507
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	193	-	2	-	-	195
Autres variations	4	2	(77)	11	(12)	10	(4)	(65)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	(387)	(1 830)	(37 527)	(246)	(786)	(2 596)	(725)	(44 098)
Dotations aux amortissements	(8)	(137)	(3 516)	(42)	(219)	-	(83)	(4 004)
Pertes de valeur	(11)	(32)	(402)	-	(42)	(213)	(2)	(702)
Cessions	280	(8)	2 810	34	8	32	59	3 214
Écarts de conversion	-	(6)	(613)	(3)	2	(26)	(4)	(650)
Variations de périmètre	1	32	769	-	5	(14)	(7)	786
Autres variations	(21)	(170)	(1 147)	(2)	(7)	1 395	(7)	41
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(147)	(2 151)	(39 627)	(258)	(1 039)	(1 422)	(770)	(45 414)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	814	2 158	52 583	127	1 140	6 022	266	63 112
AU 31 DÉCEMBRE 2014	798	2 309	53 205	132	1 102	6 204	283	64 032

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note.2).

En 2014, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des effets de change pour un montant de +1 513 millions d'euros, provenant essentiellement du dollar américain (+1 261 millions d'euros), de la livre sterling (+186 millions d'euros), du baht thaïlandais (+151 millions d'euros), du dollar australien (+92 millions d'euros) et de la couronne norvégienne (-199 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour un montant de -766 millions d'euros résultant principalement de la cession du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Panama et au Costa Rica, ainsi que de la cession de 50% d'un portefeuille d'actifs éoliens au Royaume-Uni (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre») ;
- des pertes de valeur s'élevant à -702 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs d'exploration-production en Mer du Nord (-252 millions d'euros), ainsi que sur des centrales thermiques en Europe (-228 millions d'euros), notamment au Royaume-Uni (cf. Note 8.2 «Pertes de valeur»).

En 2013, la diminution du poste «Immobilisations corporelles nettes» provenait principalement :

- de variations de périmètre pour -9 146 millions d'euros résultant principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (-8 437 millions d'euros), des cessions des centrales d'Astoria Energy, Phase I (-760 millions d'euros) et de Red Hills (-176 millions d'euros) et du changement de méthode consécutif à la cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergie au Portugal (-107 millions d'euros), ainsi que de la prise de contrôle de Meenakshi Energy en Inde (+330 millions d'euros) ;
- de pertes de valeur s'élevant à -7 339 millions d'euros et portant essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (-4 746 millions d'euros), notamment sur le parc de centrales thermiques de la zone Central Western Europe (-3 711 millions d'euros), ainsi que sur des centrales thermiques au Royaume-Uni (-459 millions d'euros) et en Italie (-375 millions d'euros). Des pertes de valeur avaient également été constatées sur des sites de stockage souterrains de gaz naturel en Europe (-1 896 millions d'euros) ;
- du classement de l'entité Futures Energies Investissement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» ; la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes ayant été transférée

sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

Les actifs d'exploration-production inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 21 «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».

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 5 068 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 6 378 millions d'euros au 31 décembre 2013. La variation résulte principalement des opérations de refinancement des dettes ainsi que des variations de périmètre intervenues sur l'exercice 2014.

15.3 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 et de matériel pour des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et champs en développement de l'activité exploration-production) et pour des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 3 849 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 2 790 millions d'euros au 31 décembre 2013.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 154 millions d'euros au titre de l'exercice 2014 contre 155 millions d'euros au titre de l'exercice 2013.

NOTE 16 Instruments financiers

16.1 Actifs financiers

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

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	2 893	-	2 893	3 015	-	3 015
Prêts et créances au coût amorti	2 960	22 483	25 443	1 898	22 527	24 425
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	2 960	925	3 885	1 898	1 470	3 368
<i>Clients et autres débiteurs</i>	-	21 558	21 558	-	21 057	21 057
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 733	9 336	12 069	2 351	4 835	7 186
<i>Instruments financiers dérivés</i>	2 733	7 886	10 619	2 351	3 833	6 184
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat</i>	-	1 450	1 450	-	1 001	1 001
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	8 546	8 546	-	8 706	8 706
TOTAL	8 585	40 366	48 951	7 264	36 068	43 332

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

16.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	3 341
Acquisitions	155
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(51)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(104)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	56
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(81)
Variations de périmètre, change et divers	(302)
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	3 015
Acquisitions	279
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(669)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(37)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	84
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(43)
Variations de périmètre, change et divers	265
AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 893

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 893 millions d'euros au 31 décembre 2014 et se répartissent entre 1 406 millions d'euros de titres cotés et 1 487 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 140 millions d'euros et 1 875 millions d'euros en 2013).

Les principales variations de l'exercice correspondent à la cession de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales

mixtes flamandes et à la comptabilisation de la participation du Groupe dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution en tant que titres disponibles à la vente (cf. Note 5.3).

En 2013, les variations de périmètre résultaient principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour -393 millions d'euros (cf. Note 5.7 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

16.1.1.1 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	Dividendes	Évaluation ultérieure à l'acquisition				Résultat de cession
		Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	84	2	-	(37)	-
Résultat	103	-	-	(43)	37	365
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	103	84	2	(43)	-	365
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	56	14	-	(104)	-
Résultat	129	-	-	(81)	104	112
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013	129	56	14	(81)	-	112

(1) Hors effet impôt.

En 2014, le résultat de cession relatif aux titres disponibles à la vente est principalement constitué de la plus-value constatée sur la cession de la participation du Groupe dans les intercommunales mixtes flamandes (cf. Note 5.3)

16.1.1.2 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 deçà 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 au cours de l'exercice des pertes de valeur pour un montant net de 43 millions d'euros.

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 2014. Le Groupe n'a par ailleurs pas identifié de situations de moins-value latente significative au 31 décembre 2014 sur ces autres lignes de titres.

16.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 960	925	3 885	1 898	1 470	3 368
Prêts aux sociétés affiliées	664	573	1 237	558	418	976
Autres créances au coût amorti	762	107	869	791	51	842
Créances de concessions	620	132	752	20	892	912
Créances de location financement	913	113	1 026	529	109	639
Clients et autres débiteurs	-	21 558	21 558	-	21 057	21 057
TOTAL	2 960	22 483	25 443	1 898	22 527	24 425

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Dépréciation & Perte de valeur			Dépréciation & Perte de valeur		
	Brut		Net	Brut		Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	4 186	(301)	3 885	3 641	(273)	3 368
Clients et autres débiteurs	22 479	(921)	21 558	21 993	(937)	21 057
TOTAL	26 664	(1 222)	25 443	25 634	(1 209)	24 425

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 17.2 «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	Intérêts	Évaluation ultérieure à l'acquisition	
		Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	92	(4)	(177)
Au 31 décembre 2014	111	(5)	(63)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2014, comme au 31 décembre 2013, 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 -921 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre -937 millions d'euros au 31 décembre 2013.

16.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 733	7 886	10 619	2 351	3 833	6 184
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	978	165	1 143	637	157	794
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	716	7 653	8 369	881	3 648	4 529
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾</i>	1 038	68	1 107	833	28	861
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	808	808	-	732	732
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	795	795	-	732	732
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	13	13	-	-	-
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	643	643	-	269	269
TOTAL	2 733	9 336	12 069	2 351	4 835	7 186

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) 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 (cf. Note 16.3 «Endettement financier net»).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat détenus à des fins de transactions s'établit à 10 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 9 millions d'euros en 2013.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2014 et 2013 est non significatif.

16.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 8 546 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre 8 706 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission de «l'obligation verte» (cf. chapitre 5 du Document de Référence).

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 236 millions d'euros au 31 décembre 2014 contre

209 millions d'euros au 31 décembre 2013. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 87 millions d'euros 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 le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2014 s'établit à +96 millions d'euros contre +113 millions d'euros en 2013.

16.1.5 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 19.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue 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.

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. 2014	31 déc. 2013
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	602	688
Prêt à ESO / ELIA	454	454
Prêt à Eandis	-	80
Prêt à Ores	82	80
Prêt à Sibelga	66	74
Autres placements de trésorerie	1 086	779
Portefeuille obligataire	145	159
OPCVM et FCP	941	620
TOTAL	1 688	1 467

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».

16.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2014, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant

une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2014, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2014 s'élève à 766 millions d'euros.

16.1.7 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 647	4 122

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

16.2 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 2014 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	28 024	10 297	38 321	28 576	10 316	38 892
Instruments financiers dérivés	3 020	5 895	8 915	2 062	4 043	6 105
Fournisseurs et autres créanciers	-	18 799	18 799	-	16 398	16 398
Autres passifs financiers	286	-	286	213	-	213
TOTAL	31 329	34 991	66 320	30 852	30 756	61 608

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

16.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 155	1 705	22 860	21 400	1 775	23 175
Emprunts bancaires	4 977	1 116	6 093	5 600	937	6 537
Billets de trésorerie	-	5 219	5 219	-	5 621	5 621
Tirages sur facilités de crédit	640	48	688	662	31	693
Emprunts sur location-financement	423	92	515	395	103	499
Autres emprunts	552	458	1 010	507	89	597
EMPRUNTS	27 748	8 639	36 387	28 564	8 557	37 121
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	469	469	-	574	574
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	27 748	9 108	36 855	28 564	9 131	37 695
Impact du coût amorti	(80)	510	430	(96)	572	476
Impact de la couverture de juste valeur	356	47	403	108	44	152
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	633	633	-	569	569
DETTES FINANCIÈRES	28 024	10 297	38 321	28 576	10 316	38 892

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2014 à 40 873 millions d'euros pour une valeur comptable de 38 321 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 9 «Résultat financier».

Les informations sur l'endettement financier net sont présentées dans la Note 16.3 «Endettement financier net».

16.2.2 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. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	226	175	401	339	162	501
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	945	5 619	6 564	1 008	3 702	4 710
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	1 849	101	1 950	715	178	893
TOTAL	3 020	5 895	8 915	2 062	4 043	6 105

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

16.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Fournisseurs	17 957	15 596
Dettes sur immobilisations	842	802
TOTAL	18 799	16 398

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

16.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 286 millions d'euros (213 millions d'euros au 31 décembre 2013). Ils correspondent principalement à des dettes résultant :

- d'obligations d'achat (put sur «Participations ne donnant pas de contrôle») consenties par le Groupe et portant notamment sur 41,01% des titres de la Compagnie du Vent, consolidée en intégration globale. Cet engagement d'acquisition de titres de

capitaux propres a donc été comptabilisé en tant que passifs financiers (cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers») ;

■ de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence, notamment Energia Sustentável do Brasil.

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2014			31 déc. 2013 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	27 748	9 108	36 855	28 564	9 131	37 695
Impact du coût amorti	(80)	510	430	(96)	572	476
Impact de la couverture de juste valeur ⁽²⁾	356	47	403	108	44	152
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	633	633	-	569	569
DETTES FINANCIÈRES	28 024	10 297	38 321	28 576	10 316	38 892
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽³⁾	226	175	401	339	162	501
DETTE BRUTE	28 249	10 472	38 722	28 915	10 478	39 393
Actifs liés au financement	(55)	(16)	(71)	(77)	(14)	(91)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(55)	(16)	(71)	(77)	(14)	(91)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(808)	(808)	-	(732)	(732)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(643)	(643)	-	(269)	(269)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 546)	(8 546)	-	(8 706)	(8 706)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽³⁾	(978)	(165)	(1 143)	(637)	(157)	(794)
TRÉSORERIE ACTIVE	(978)	(10 162)	(11 140)	(637)	(9 865)	(10 502)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	27 216	295	27 511	28 201	599	28 800
Encours des dettes financières	27 748	9 108	36 855	28 564	9 131	37 695
Actifs liés au financement	(55)	(16)	(71)	(77)	(14)	(91)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(808)	(808)	-	(732)	(732)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 546)	(8 546)	-	(8 706)	(8 706)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	27 693	(262)	27 430	28 488	(322)	28 166

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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

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

16.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2014, les variations de périmètre et de change ont généré une baisse de 2 111 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution s'explique de la façon suivante :

■ les cessions réalisées (cf. Note 5.4 «Cessions réalisées au cours de l'année 2014») ont réduit l'endettement net de 3 231 millions d'euros ;

■ le passage en intégration globale de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutif à son introduction en bourse s'est traduit par une réduction de l'endettement net de 115 millions d'euros ;

■ les variations de change sur l'année se sont traduites par une augmentation de l'endettement net de 744 millions d'euros (dont 532 millions d'euros sur le dollar américain, 127 millions d'euros sur la livre sterling et 89 millions d'euros sur le baht thaïlandais) ;

■ les acquisitions réalisées (notamment Ecova, Ferrari Termoeletrica, Groupe Lahmeyer et West Coast Energy Ltd) ont accru l'endettement net de 472 millions d'euros.

16.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours de l'année 2014 :

Émissions et remboursements obligataires :

GDF SUEZ a procédé le 19 mai 2014 à l'émission d'une «obligation verte» (Green Bond) pour un montant total de 2,5 milliards d'euros dont :

- une tranche de 1 200 millions d'euros portant un coupon de 1,375% et arrivant à échéance en 2020 ;
- une tranche de 1 300 millions d'euros portant un coupon de 2,375% et arrivant à échéance en 2026.

Cet emprunt obligataire a pour vocation de contribuer au financement du développement du Groupe dans des projets d'énergies renouvelables ainsi que dans des projets d'efficacité énergétique.

Des *swaps* ont été mis en place sur certains de ces emprunts dans le cadre de la politique de gestion de taux définie dans la Note 17 «Risques liés aux instruments financiers».

GDF SUEZ SA a lancé le 22 mai 2014 une seconde émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée, à l'issue de laquelle un montant total de 1 974 millions d'euros a été levé (cf. Note 18.2.1 «Émission de titres super-subordonnés»). Cette transaction a permis au Groupe de procéder le 6 juin 2014 au rachat de souches obligataires représentant un montant nominal de 1 140 millions d'euros dont :

- 45 millions d'euros d'obligations Electrabel portant un coupon de 4,75%, et arrivant à échéance en avril 2015 ;
- 162 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 5,625%, et arrivant à échéance en janvier 2016 ;
- 349 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 2,75%, et arrivant à échéance en octobre 2017 ;
- 63 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 5,125%, et arrivant à échéance en février 2018 ;
- 271 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 2,25%, et arrivant à échéance en juin 2018 ;
- 78 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 6,875%, et arrivant à échéance en janvier 2019 ;
- 120 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant un coupon de 3,125%, et arrivant à échéance en janvier 2020 ;
- 52 millions d'euros d'obligations Belgelec Finance portant un coupon de 5,125%, et arrivant à échéance en juin 2015.

De plus, E-CL a procédé, le 24 octobre 2014, à une émission obligataire de 350 millions de dollars américains portant un coupon de 4,50% et arrivant à échéance en 2025. Suite à son émission

obligataire, E-CL a procédé au remboursement anticipé du financement de projet de la centrale CTA ainsi que des couvertures afférentes pour un montant de 350 millions de dollars, soit 269 millions d'euros.

GDF SUEZ SA a exercé, le 22 décembre 2014, le call sur les titres participatifs restant en circulation pour un montant nominal de 140 millions d'euros. La dette était valorisée au bilan au prix du call (130% du nominal).

Le 27 novembre 2014, GDF SUEZ SA a lancé une offre de rachat sec sur des obligations pour un montant nominal de 636 millions d'euros dont :

- 87 millions d'euros sur l'obligataire de 651,3 millions d'euros, portant un coupon à 2,75% et arrivant à échéance en octobre 2017 ;
- 238 millions d'euros sur l'obligataire de 1 000 millions d'euros, portant un coupon à 3,50% et arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- 89 millions d'euros sur l'obligataire de 750 millions d'euros, portant un coupon à 2,625% et arrivant à échéance en juillet 2022 ;
- 222 millions d'euros sur l'obligataire de 700 millions de livres sterling, portant un coupon à 6,125% et arrivant à échéance en février 2021.

Enfin, le Groupe a procédé aux remboursements suivants sur des emprunts obligataires qui sont arrivés à échéance au cours de l'exercice 2014 :

- 845 millions d'euros d'emprunts obligataires portant coupon à 6,25% arrivés à échéance le 24 janvier 2014 ;
- 18 milliards de yens (131 millions d'euros) de placements privés arrivés à échéance le 5 février 2014 ;
- 65 milliards de yens (440 millions d'euros) d'emprunts obligataires portant coupon à 1,17%, arrivés à échéance le 15 décembre 2014 ;
- 340 millions de francs suisses (283 millions d'euros) d'emprunts obligataires portant coupon à 3,25%, arrivés à échéance le 22 décembre 2014.

Autres opérations de refinancement :

Le Groupe a procédé le 12 juin 2014 au refinancement bancaire de Hazelwood Power Partnership pour un montant de 475 millions de dollars australiens, soit 320 millions d'euros.

Le 30 juin 2014, le Groupe a refinancé en interne et par anticipation la dette bancaire de GDF SUEZ Cartagena Energia pour un montant de 438 millions d'euros, ainsi que les *swaps* associés.

16.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.4.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	2 893	1 406	-	1 487	3 015	1 140	-	1 875
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	780	-	780	-	905	-	905	-
Instruments financiers dérivés	10 619	106	10 449	63	6 184	125	5 956	103
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 143	-	1 143	-	794	-	794	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 728	105	2 560	62	2 374	121	2 159	94
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	5 641	1	5 639	1	2 155	4	2 141	9
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 107	-	1 107	-	861	-	861	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appel de marge)	808	15	793	-	732	13	719	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	795	15	780	-	732	13	719	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	13	-	13	-	-	-	-	-
TOTAL	15 099	1 528	12 022	1 550	10 837	1 278	7 580	1 978

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.4.11.3 «Dérivés et comptabilité de couverture».

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 2014, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Titres disponibles à la vente
Au 31 décembre 2013	1 875
Acquisitions	93
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(630)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(5)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(69)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(43)
Variations de périmètre, change et divers	265
Au 31 décembre 2014	1 487
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	51

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 149 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

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 le 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.

16.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	5 634	-	5 634	-	4 212	-	4 212	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	35 240	20 190	15 050	-	36 352	19 181	17 170	-
Instruments financiers dérivés	8 915	161	8 723	30	6 105	115	5 887	102
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	401	-	401	-	501	-	501	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 163	159	2 980	24	2 808	108	2 605	94
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	3 401	2	3 393	6	1 902	7	1 887	8
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 950	-	1 950	-	893	-	893	-
TOTAL	49 789	20 351	29 407	30	46 668	19 297	27 269	102

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur et 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.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

Instruments financiers dérivés

Le classement des instruments financiers dérivés par niveau de juste valeur est précisé dans la Note 16.4.1 «Actifs financiers».

16.5 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

AU 31 DÉCEMBRE 2014

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	8 625	8 369	(6 140)	2 229
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 250	2 250	(616)	1 634
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(6 820)	(6 564)	6 526	(38)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 351)	(2 351)	579	(1 772)

(1) Le montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière ⁽²⁾	Autres accords de compensation ⁽³⁾	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	4 933	4 529	(3 416)	1 113
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 656	1 656	(545)	1 111
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(5 114)	(4 710)	4 351	(360)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 395)	(1 395)	265	(1 129)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Le montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

(3) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

NOTE 17 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 2 «Facteurs de risque» du Document de Référence.

17.1 Risques de marché

17.1.1 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 naturel, 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.

17.1.1.1 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'énergies, 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 sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2014 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2014		31 déc. 2013	
		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	252	10	253	19
Gaz naturel	+3 €/MWh	117	(241)	(5)	(119)
Électricité	+5 €/MWh	(114)	(37)	(377)	(61)
Charbon	+10 \$US/ton	115	14	66	39
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	101	2	164	-
EUR/USD	+10%	(244)	(27)	(335)	(40)
EUR/GBP	+10%	28	2	18	(10)
GBP/USD	+10%	2	-	7	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de *portfolio management*

17.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement au sein de GDF SUEZ Trading et de GDF SUEZ Energy Management Trading. Les missions de ces sociétés contrôlées 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.

Compte tenu de l'importance croissante des volumes traités par GDF SUEZ Energy Management Trading (GSEMT) depuis le début de l'année 2014, des changements apportés à l'organisation et à la structuration de ses activités, ainsi que de l'évolution de son rôle vers une activité devenue majoritairement une activité de *trading*, le Groupe présente à compter du 1^{er} janvier 2014 en chiffre d'affaires la marge nette sur les opérations «d'achat/vente» des activités de matières premières d'«Asset Back Trading» (ABT) de GSEMT. Cette évolution permet d'assurer une représentation de ces activités qui

est en adéquation avec la spécificité des activités de *trading* et la gestion opérationnelle d'ABT. Ces principes correspondent à ceux communément appliqués aux sociétés de *trading* et sont identiques à ceux appliqués historiquement par GDF SUEZ Trading.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 360 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 243 millions d'euros en 2013).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle sur la

valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. 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.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2014	2014 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2014 ⁽²⁾	Minimum 2014 ⁽²⁾	2013 moyenne ⁽¹⁾
Activités de <i>trading</i>	7	5	11	2	3

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des *VaR* quotidiennes en 2014.

17.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*) telles que définies 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 2014 et 2013 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	716	2 012	(945)	(2 218)	881	1 494	(1 008)	(1 799)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	207	422	(125)	(309)	152	348	(202)	(437)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	509	1 590	(820)	(1 909)	728	1 146	(807)	(1 362)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	5 641	-	(3 401)	-	2 155	-	(1 902)
TOTAL	716	7 653	(945)	(5 619)	881	3 648	(1 008)	(3 702)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Se reporter également aux Notes 16.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 16.2.2 «Instruments financiers dérivés».

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.

17.1.2.1 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. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	108	237	(29)	(100)	23	69	(26)	(100)
Électricité	17	111	(29)	(105)	105	235	(110)	(180)
Charbon	-	-	(5)	(70)	-	11	(39)	(89)
Pétrole	-	2	(31)	(7)	2	30	(3)	(17)
Autres ⁽²⁾	83	72	(31)	(27)	22	3	(24)	(51)
TOTAL	207	422	(125)	(309)	152	348	(202)	(437)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

MONTANTS NOTIONNELS (NETS)⁽¹⁾

	Unité	Total au						Au-delà de 5 ans
		31 déc. 2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Gaz naturel	GWh	(74 624)	(46 454)	(28 169)	(562)	431	98	32
Électricité	GWh	(7 020)	(9 102)	1 116	778	188	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	1 908	1 788	120	-	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	1 084	42	1 039	4	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 512	1 118	766	570	20	20	18

(1) Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2014, un gain de 231 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre une perte de 84 millions d'euros en 2013). Une perte de 89 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2014 (contre un gain de 162 millions d'euros en 2013).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2014, un gain de 3 millions d'euros a été enregistré (contre un gain de 2 millions d'euros en 2013).

17.1.2.2 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 ainsi que les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

17.1.3 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 essentiellement concentré sur les participations au Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni, Australie, États-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée».

17.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise 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. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	64%	71%	66%	70%
USD	15%	11%	12%	13%
GBP	10%	5%	10%	4%
Autres devises	11%	13%	12%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	60%	69%	62%	67%
USD	18%	13%	14%	15%
GBP	13%	6%	12%	5%
Autres devises	9%	12%	12%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

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

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 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 couvertures d'investissement net. 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 18 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net, une dépréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact positif de 742 millions d'euros en capitaux propres. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

17.1.4 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 2014, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

En 2014, afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a mis en place des couvertures de taux à départ *forward*, 2016, 2018 et 2019, sur des maturités 10, 20 et 18 ans.

17.1.4.1 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. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	36%	40%	37%	38%
Taux fixe	64%	60%	63%	62%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	15%	20%	17%	19%
Taux fixe	85%	80%	83%	81%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés

Une augmentation de 100 points de base 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 pour impact une augmentation de la charge nette d'intérêt de 47 millions d'euros. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 47 millions d'euros.

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture générerait un gain de 111 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés dans le compte de résultat. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 104 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 627 millions d'euros lié à la variation de l'effet taux de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie et d'investissement net comptabilisée dans l'état de situation financière. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 721 millions d'euros.

17.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2014 et 2013 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	978	165	(226)	(175)	637	157	(339)	(162)
Couverture de juste valeur	465	38	(51)	-	251	86	(192)	(38)
Couverture de flux de trésorerie	286	35	(20)	-	121	-	(97)	(1)
Dérivés non qualifiés de couverture	228	93	(155)	(175)	265	72	(51)	(124)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 038	68	(1 849)	(101)	833	28	(715)	(178)
Couverture de juste valeur	-	30	-	(30)	-	12	-	(12)
Couverture de flux de trésorerie	11	4	(938)	(35)	102	2	(343)	(15)
Couverture d'investissement net	28	-	(88)	-	118	-	(17)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	999	35	(823)	(36)	614	14	(355)	(151)
TOTAL	2 017	233	(2 075)	(276)	1 470	185	(1 054)	(341)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Se reporter également aux Notes 16.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 16.2.2 «Instruments financiers dérivés».

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.

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentés ci-après :

DÉRIVÉS DE CHANGE

En millions d'euros	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	20	312	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(23)	5 678	(204)	3 933
Couverture d'investissement net	(60)	7 210	101	6 269
Dérivés non qualifiés de couverture	(212)	12 003	88	11 167
TOTAL	(276)	25 202	(15)	21 369

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

DÉRIVÉS DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	432	4 088	107	4 940
Couverture de flux de trésorerie	(635)	3 578	(27)	6 363
Dérivés non qualifiés de couverture	378	26 849	195	35 949
TOTAL	175	34 515	275	47 252

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 financiers futurs en devises, ainsi qu'à de la couverture de dettes à taux variable.

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.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2014, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 16 millions d'euros.

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 2014

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(658)	(10)	(34)	(12)	(18)	(52)	(533)

Au 31 décembre 2014, une perte de 736 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 11 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2014.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 7 millions d'euros.

AU 31 DÉCEMBRE 2013⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(231)	(21)	(47)	(22)	(53)	15	(103)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente une perte de 2 millions d'euros.

17.2 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).

17.2.1 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 dédiés, 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).

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.

CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

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

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	Total	Total	
Au 31 décembre 2014	857	241	507	1 605	1 249	19 624	22 478
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	860	268	265	1 393	1 160	19 441	21 993

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquelles 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 termes de concentration de crédit.

Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

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.

En millions d'euros	31 déc. 2014		31 déc. 2013 ⁽¹⁾	
	Investment Grade ⁽⁴⁾	Total	Investment Grade ⁽⁴⁾	Total
Exposition brute ⁽²⁾	7 514	8 369	4 086	4 529
Exposition nette ⁽³⁾	2 011	2 259	906	1 069
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	89,0%		84,7%	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

(4) 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 déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

17.2.2 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.

17.2.2.1 Risque de contrepartie lié aux prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)

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 :

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	Total	Total	
Au 31 décembre 2014	17	9	102	129	360	3 595	4 084
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	28	9	98	136	317	3 121	3 574

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) présenté dans le tableau ci-dessus ne comprend pas les impacts liés aux pertes de valeur, variation de juste valeur et application de coût amorti qui s'élèvent au total à -199 millions d'euros (contre -206 millions d'euros au 31 décembre 2013). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 16.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

17.2.2.2 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. 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.

Au 31 décembre 2014, le total des encours exposés au risque crédit est de 9 354 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2014				31 déc. 2013			
	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾
Exposition ⁽¹⁾	9 354	96,0%	3,0%	1,0%	9 525	93,0%	6,0%	1,0%

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

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

(3) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs au 31 décembre 2014, aucune contrepartie ne représentait plus de 23% des placements des excédents.

17.3 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 fonds 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 désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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 terme. 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 ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2014, 99% de la trésorerie centralisée était investie 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 en 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 et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2014, les ressources bancaires représentent 23% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 22 860 millions d'euros de dettes obligataires, soit 63% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 14% de la dette brute et s'élèvent à 5 219 millions d'euros au 31 décembre 2014. 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 et des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) s'élève à 9 354 millions d'euros au 31 décembre 2014 dont 76% placés dans la zone euro.

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 13 976 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 13 288 millions d'euros de lignes disponibles. 91% des lignes de crédit disponibles sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

Au 31 décembre 2014, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière.

17.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2014, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	22 860	1 705	2 361	2 397	1 701	933	13 763
Emprunts bancaires	6 093	1 116	1 084	998	652	225	2 019
Billets de trésorerie	5 219	5 219	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	688	48	11	11	10	10	598
Emprunts sur location-financement	515	92	103	56	47	170	47
Autres emprunts	1 010	458	189	206	21	41	94
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	469	469	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	36 855	9 108	3 747	3 668	2 432	1 380	16 521
Actifs liés au financement	(71)	(16)	(2)	-	-	-	(53)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(808)	(808)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 546)	(8 546)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	27 430	(262)	3 745	3 668	2 432	1 380	16 468

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 695	9 131	3 043	3 199	3 924	2 825	15 574
Actifs liés au financement, Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 530)	(9 453)	(1)	(2)	(1)	-	(73)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	28 166	(322)	3 043	3 197	3 923	2 825	15 500

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Au 31 décembre 2014, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	11 879	1 163	1 021	938	818	732	7 206

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	12 886	1 246	1 134	1 040	965	829	7 672

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Au 31 décembre 2014, 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 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(579)	98	(128)	(80)	(19)	(11)	(440)

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(838)	(151)	(126)	(92)	(4)	(55)	(411)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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 2014

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 288	1 049	1 283	1 094	4 572	5 021	269

Parmi ces programmes disponibles, 5 219 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2014, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 422	2 361	4 893	1 319	131	4 534	185

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.3.2 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

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.

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 159)	(2 259)	(655)	(190)	(42)	(8)	(6)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(3 401)	(3 401)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 750	2 053	586	71	1	21	18
<i>afférents aux activités de trading</i>	5 641	5 641	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 832	2 035	(69)	(119)	(40)	13	12

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 819)	(1 792)	(730)	(220)	(23)	(10)	(45)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(1 903)	(1 903)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 391	1 489	632	192	31	22	26
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 155	2 155	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	(176)	(51)	(97)	(28)	8	11	(19)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.3.3 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 lesquelles 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 Europe et Energy International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2014	2015	2016-2019	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Achats fermes	(7 738)	(915)	(2 839)	(3 984)	(8 484)
Ventes fermes	1 694	493	586	615	1 602

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

17.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2014, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 893 millions d'euros (cf. Note 16.1.1 «Titres disponibles à la vente»).

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 141 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Le principal titre non coté correspond à la participation de 9% détenue dans le gazoduc Nordstream dont la valorisation est fondée sur la méthode «DDM», dite de l'actualisation des dividendes («Discounted Dividend Method»).

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 18 Éléments sur capitaux propres

18.1 Informations sur le capital social et les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2012	2 412 824 089	(55 533 833)	2 357 290 256	2 413	32 207	(1 206)
Achats et ventes d'actions propres		2 990 812	2 990 812			97
AU 31 DÉCEMBRE 2013	2 412 824 089	(52 543 021)	2 360 281 068	2 413	32 207	(1 109)
Augmentation de capital	22 460 922		22 460 922	22	301	
Autres variations					(3)	
Achats et ventes d'actions propres		7 713 224	7 713 224			152
AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 435 285 011	(44 829 797)	2 390 455 214	2 435	32 506	(957)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2014 résulte :

- des augmentations de capital réservées aux salariés au sein du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «LINK 2014». Au total, 22,2 millions d'actions ont été souscrites, et 0,3 million d'actions ont été attribuées gratuitement au titre de l'abondement, soit 22,5 millions d'actions portant le montant de l'augmentation de capital du 11 décembre à 324 millions d'euros. Ce montant se répartit en une augmentation de 22 millions d'euros de capital et 301 millions d'euros de prime d'émission ;
- des cessions nettes réalisées dans le cadre du contrat de liquidité pour 7 millions d'actions propres ;
- et des livraisons d'actions propres à hauteur de 1 million d'actions dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2013 résultaient :

- des acquisitions nettes réalisées sur le contrat de liquidité pour 0,3 million d'actions propres ;
- et des livraisons d'actions propres à hauteur de 3 millions d'actions dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

18.1.1 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 souscription d'actions en vigueur au 31 décembre 2014 sont décrits dans la Note 24.1.1 «Historique des plans de stock-options en vigueur». Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces options s'élève à 10 millions au 31 décembre 2014.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et des plans d'actions de performance ainsi que les attributions d'options d'achat d'actions décrites dans la Note 24 «Paielements fondés sur des actions» seront couvertes par des actions existantes de GDF SUEZ SA.

18.1.2 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 28 avril 2014. 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 9,6 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2014, le Groupe détient 44,8 millions d'actions propres, lesquelles sont intégralement affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

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 actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150,0 millions d'euros.

18.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 48 484 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société GDF SUEZ SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt.

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. Le montant de la réserve légale de la société GDF SUEZ SA s'élève à 244 millions d'euros.

Les pertes et gains actuariels cumulés part du Groupe représentent -2 933 millions d'euros au 31 décembre 2014 (-1 301 millions d'euros au 31 décembre 2013) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 909 millions d'euros au 31 décembre 2014 (432 millions d'euros au 31 décembre 2013).

Le produit des émissions de titres super-subordonnés nets des coupons payés à leurs détenteurs s'élève à 3 564 millions d'euros.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

GDF SUEZ SA a effectué le 22 mai 2014 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Cette opération, qui a permis au Groupe de lever un montant équivalent à 2 milliards d'euros, a été réalisée en deux tranches offrant un coupon moyen de 3,4% :

- une tranche de 1 000 millions d'euros portant un coupon de 3% avec une option annuelle de remboursement à partir de juin 2019 ;
- une tranche de 1 000 millions d'euros portant un coupon de 3,875% avec une option annuelle de remboursement à partir de juin 2024.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 - *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 1 974 millions d'euros.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 67 millions d'euros payés en 2014, sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

Le 3 juillet 2013, GDF SUEZ SA avait réalisé une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Cette transaction, qui avait permis au Groupe de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, avait été répartie en trois tranches offrant un coupon moyen de 4,4%.

18.2.2 Capacité distributive de GDF SUEZ SA

La capacité distributive totale de la société GDF SUEZ SA s'élève à 38 690 millions d'euros au 31 décembre 2014 (contre 40 747 millions d'euros au 31 décembre 2013), dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

18.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au titre des exercices 2013 et 2014.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2013		
Acompte (payé le 20 novembre 2013)	1 959	0,83
Solde du dividende au titre de 2013 (payé le 6 mai 2014)	1 583	0,67
Au titre de l'exercice 2014		
Acompte (payé le 15 octobre 2014)	1 184	0,50

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes distribués respectivement en mai et octobre 2014 s'élève à 86 millions d'euros (106 millions d'euros pour les versements effectués en 2013) et est comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 28 avril 2014 a décidé la distribution d'un dividende de 1,50 euro par action au titre de l'exercice 2013. Un acompte de 0,83 euro par action ayant été payé en numéraire le 20 novembre 2013 pour un montant de 1 959 millions d'euros, GDF SUEZ SA a réglé en numéraire le 6 mai 2014 le solde du dividende de 0,67 euro par action pour un montant de 1 583 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 30 juillet 2014 a décidé la mise en paiement le 15 octobre 2014 d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action pour un montant total de 1 184 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2014

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2014 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action soit un montant total de 2 379 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2014. Un acompte de 0,50 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 15 octobre 2014 soit 1 184 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, détaché le 30 avril 2015, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2014, les états financiers à fin 2014 étant présentés avant affectation.

18.3 Total gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2014 et au 31 décembre 2013, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Actifs financiers disponibles à la vente	462	415
Couverture d'investissement net	(197)	245
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(904)	(203)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	195	(40)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	163	(47)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(347)	(219)
Écarts de conversion	193	(1 353)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(435)	(1 201)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

18.4 Gestion du capital

GDF SUEZ cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. 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, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. 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 18.1.2 «Actions propres»), émettre de

nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements 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. 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 nettes et impôts exigibles 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 location simple.

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 minimum.

NOTE 19 Provisions

En millions d'euros	31 déc. 2013 ⁽¹⁾	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2014
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	4 390	230	(317)	(5)	51	170	5	1 708	6 233
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 239	77	(28)	-	-	203	-	-	4 491
Démantèlement des installations ⁽²⁾	3 767	1	(31)	(18)	(21)	174	3	38	3 911
Reconstitution de sites	1 191	1	(22)	(29)	(9)	27	(16)	202	1 345
Litiges, réclamations et risques fiscaux	871	126	(87)	(90)	15	7	44	4	891
Autres risques	1 640	377	(392)	(40)	11	28	7	37	1 668
TOTAL PROVISIONS	16 098	813	(876)	(183)	47	609	43	1 989	18 539

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Dont 3 467 millions d'euros au 31 décembre 2014 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 364 millions d'euros au 31 décembre 2013.

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 2014 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global».

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2014
Résultat des activités opérationnelles	234
Autres produits et charges financiers	(609)
Impôts	13
TOTAL	(362)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

19.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

19.2 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.

19.2.1 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 18 septembre 2013 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires qui a rendu son avis le 18 novembre 2013, sur base de l'avis conforme émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies).

Pour l'exercice 2014, les caractéristiques de base des provisions, scénario industriel de gestion, programme et calendrier de mise en œuvre, analyses techniques détaillées (inventaires physiques et radiologiques), estimation du montant et échéancier des dépenses, de même que taux d'actualisation, correspondent à celles approuvées par la Commission des provisions nucléaires, le Groupe s'étant assuré que ces hypothèses demeurent les plus adéquates. L'évolution des provisions en 2014 est donc essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

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.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible. Ces marges sont estimées par le Groupe pour chaque catégorie de coût. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses tarifs.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2014 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 et à 40 ans pour les autres unités.

À noter qu'une extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs unités nucléaires se traduirait par un report du calendrier des opérations de démantèlement sur ces unités. Il pourrait en résulter une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc et un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consisterait, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs concernés à due concurrence.

19.2.2 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 un scénario «mixte» : une partie du combustible, soit environ le quart du combustible total, est retraitée, pour réutilisation dans les centrales belges, et une autre partie est évacuée directement, sans retraitement.

Le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, conditionnement, entreposage et évacuation.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation des piscines de même que les coûts d'achat des conteneurs. Ils sont principalement encourus entre 2013 et 2028 ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement, les opérations de retraitement étant réalisées entre 2016 et 2026. L'hypothèse retenue est la cession à des tiers du plutonium issu du retraitement ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné entre 2035 et 2052, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF ;
- entre 2017 et 2053, les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné seront transférés à l'ONDRAF ;
- les opérations d'évacuation en couche géologique profonde, dont les coûts sont estimés par l'ONDRAF, devraient se dérouler entre 2085 et 2095. Les principaux décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2058 ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation de 4,8% (taux réel de 2,8% et taux d'inflation de 2,0%) 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 utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne définit pas les modalités de gestion des déchets nucléaires. Suite à une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, le retraitement du combustible irradié a été suspendu. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera

Synatom à retraiter l'uranium et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Areva d'effectuer ce retraitement.

Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de longue durée. Conformément à la Directive européenne, le gouvernement doit arrêter pour 2015 son plan de gestion du combustible irradié et des déchets radioactifs. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde, tel que préconisé dans le «plan déchets» de l'ONDRAF. Il n'y a, à ce jour, pas de site qualifié en Belgique mais l'ONDRAF estime être en mesure de confirmer, à l'horizon 2020, la capacité de l'argile de Boom à accepter les déchets issus du cycle du combustible nucléaire.

19.2.3 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 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 4,8% (y compris 2,0% 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 ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 et de 40 ans pour les autres unités ;
- les opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations se déroulent habituellement sur une période de 3 à 4 ans. Le début de ces opérations est fonction de l'unité concernée et du séquençement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement qui s'échelonne sur une période de 9 à 13 ans ;

- 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 la durée d'exploitation restante 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 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 la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

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.

19.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux réel d'actualisation de 10 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 100 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

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.

19.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les 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.

Sur la base des 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, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.4 Reconstitution de sites

19.4.1 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.

19.5 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

NOTE 20 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

20.1.1 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 et du budget.

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, CNR et 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.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

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 termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, 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. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2014, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,3 milliards d'euros contre 2,5 milliards d'euros au 31 décembre 2013, l'augmentation étant essentiellement liée à la baisse des taux d'actualisation.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 18 ans.

20.1.2 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, GDF SUEZ CC et partiellement GDF SUEZ Energy Management Trading.

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 pré-financés 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 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2014. La durée moyenne de ces régimes est de 11 années.

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 2014.

La charge comptabilisée en 2014 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 21 millions d'euros contre 20 millions d'euros en 2013.

20.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

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.

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 sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2014 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 73 millions d'euros contre 94 millions d'euros en 2013.

20.1.4 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 plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée 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 retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;

- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent des plans à cotisations 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.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 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.

20.2.1.1 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 service 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 de l'électricité à la même population. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soultte 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 2,8 milliards d'euros au 31 décembre 2014. La durée de l'engagement est de 23 ans.

20.2.1.2 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.

20.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de 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 reversions.

20.2.2 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. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

20.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de prépension, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 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) et la juste valeur des actifs de couverture. 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 comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 1^{er} JANVIER 2013 ⁽¹⁾	(5 564)	19	159
Différence de change	38	-	-
Variations de périmètre et autres	639	(5)	-
Pertes et gains actuariels	623	9	3
Charge de l'exercice	(548)	(5)	4
Plafonnement d'actifs	(1)	-	-
Cotisations / prestations payées	423	54	1
AU 31 DÉCEMBRE 2013 ⁽¹⁾	(4 390)	72	167
Différence de change	(12)	-	-
Variations de périmètre et autres	34	(85)	-
Pertes et gains actuariels	(1 784)	22	6
Charge de l'exercice	(497)	28	6
Plafonnement d'actifs	(4)	-	-
Cotisations / prestations payées	420	5	(3)
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(6 233)	41	176

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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.

Les «Variations de périmètre et autres» en 2013 sont principalement liées à la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour 641 millions d'euros.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 469 millions d'euros en 2014 (553 millions d'euros en 2013). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone Euro représente 94% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2014 (contre 93% au 31 décembre 2013).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 138 millions d'euros au 31 décembre 2014, contre 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 1 762 millions d'euros en 2014 et un gain actuariel de 624 millions d'euros en 2013. La perte

actuarielle générée en 2014 provient essentiellement de la baisse des taux d'actualisation (cf Note 20.3.6).

20.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

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. 2014				31 déc. 2013 ⁽¹⁾			
	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	(6 363)	(2 383)	(531)	(9 276)	(7 700)	(2 679)	(537)	(10 916)
Coût des services rendus de la période	(229)	(32)	(40)	(301)	(278)	(45)	(42)	(365)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(251)	(88)	(16)	(355)	(252)	(90)	(16)	(357)
Cotisations versées	(13)	-	-	(13)	(15)	-	-	(15)
Modification de régime	10	1	3	14	(2)	-	-	(2)
Variations de périmètre	(85)	-	-	(85)	856	252	21	1 129
Réductions / cessations de régimes	16	-	-	16	4	2	-	6
Événements exceptionnels	(3)	(4)	-	(7)	(4)	(5)	-	(9)
Pertes et gains actuariels financiers	(941)	(1 036)	(36)	(2 014)	469	67	(9)	527
Pertes et gains actuariels démographiques	(36)	58	10	32	44	8	(2)	51
Prestations payées	361	92	47	500	357	100	54	511
Autres (dont écarts de conversion)	(47)	(2)	-	(49)	157	8	-	165
Dettes actuarielles fin de période	A (7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)	(6 363)	(2 383)	(531)	(9 276)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	4 955	5	-	4 960	5 324	51	-	5 375
Produit d'intérêts des actifs de couverture	201	-	-	201	184	2	-	187
Pertes et gains actuariels financiers	195	(2)	-	193	42	2	-	44
Cotisations perçues	270	14	-	284	331	26	-	357
Variations de périmètre	36	-	-	36	(441)	(53)	-	(495)
Cessations de régimes	(12)	(1)	-	(13)	(2)	1	-	(1)
Prestations payées	(333)	(14)	-	(347)	(352)	(24)	-	(376)
Autres (dont écarts de conversion)	36	-	-	36	(131)	-	-	(131)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 349	3	-	5 351	4 955	5	-	4 960
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (2 231)	(3 391)	(564)	(6 186)	(1 408)	(2 378)	(531)	(4 316)
Plafonnement d'actifs	(6)	-	-	(6)	(1)	(1)	-	(2)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 237)	(3 391)	(564)	(6 192)	(1 409)	(2 379)	(531)	(4 318)
TOTAL PASSIF	(2 278)	(3 391)	(564)	(6 233)	(1 481)	(2 379)	(531)	(4 390)
TOTAL ACTIF	41	-	-	41	72	-	-	72

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(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.

En 2013, les variations de périmètre résultaient principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (1 136 millions d'euros sur la dette actuarielle et 495 millions d'euros sur les actifs de couverture).

20.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Juste valeur en début d'exercice	167	159
Produit d'intérêts des placements	7	4
Pertes et gains actuariels financiers	6	3
Rendement réel	13	7
Réductions/cessations de régime	(1)	-
Cotisations employeurs	13	22
Cotisations employés	2	2
Prestations payées	(18)	(22)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	176	167

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

20.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2014 et 2013 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Coûts des services rendus de la période	301	365
Charge d'intérêts nette	153	171
Pertes et gains actuariels ⁽²⁾	27	11
Modifications de régimes	(14)	2
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(5)	(5)
Événements exceptionnels	7	9
TOTAL	469	553
<i>Dont comptabilisés en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	<i>315</i>	<i>382</i>
<i>Dont comptabilisés en résultat financier</i>	<i>153</i>	<i>171</i>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

(2) Sur avantages à long terme.

20.3.5 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, un taux 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'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active se référant 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.

Dans le cas des fonds en euros, la seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 385)	4 872	(6)	(2 519)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(438)	479	-	41
Plans non financés	(3 714)	-	-	(3 714)
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(11 537)	5 351	(6)	(6 191)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 414)	4 418	(1)	(997)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(496)	542	(1)	45
Plans non financés	(3 366)	-	-	(3 366)
AU 31 DÉCEMBRE 2013⁽¹⁾	(9 276)	4 960	(2)	(4 318)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Actions	31	30
Obligations souveraines	20	19
Obligations privées	29	31
Actifs monétaires	9	11
Actifs immobiliers	4	3
Autres actifs	7	6
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2014.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 8% en 2014.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2014 s'est élevé à environ 7% en assurance de groupe et à 4% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	62	22	1	11	4	100
Obligations souveraines	75	-	24	1	-	100
Obligations privées	84	9	2	4	1	100
Actifs monétaires	86	-	4	10	-	100
Actifs immobiliers	87	4	5	3	1	100
Autres actifs	33	18	29	15	5	100

20.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Taux d'actualisation	2,8%	4,1%	2,1%	3,5%	1,8%	3,5%	2,5%	3,9%
Taux d'inflation	2,0%	2,2%	1,7%	2,0%	1,8%	2,0%	1,9%	2,1%
Durée résiduelle de service	15 ans	15 ans	16 ans	15 ans	16 ans	16 ans	15 ans	15 ans

20.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

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 ont été déterminés pour chaque zone monétaire (zone Euro et Royaume-Uni) à partir des données sur le rendement des obligations AA (d'après Bloomberg et iBoxx), extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus ou moins 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 15%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus ou moins 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 14%.

20.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,7%.

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	3	(2)
Effet sur les engagements de retraite	48	(36)

20.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2015 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2015, des cotisations de l'ordre de 225 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 93 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.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2014, le Groupe a comptabilisé une charge de 139 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (123 millions d'euros en 2013). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 21 Activité exploration-production

21.1 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 présentés 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 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	1 066	1 125	7 837	10 028
Variations de périmètre	(19)	-	-	(19)
Acquisitions	38	596	234	868
Écarts de conversion	(33)	(95)	(454)	(581)
Autres	(9)	(183)	224	32
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	1 043	1 443	7 841	10 327
Variations de périmètre	-	(39)	(147)	(186)
Acquisitions	24	805	178	1 007
Cessions	-	(12)	(99)	(112)
Écarts de conversion	108	94	(216)	(15)
Autres	(69)	(885)	999	45
AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 106	1 406	8 555	11 067
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 1^{er} janvier 2013 ⁽¹⁾	(379)	(40)	(3 530)	(3 949)
Variations de périmètre	19	-	-	19
Amortissements et pertes de valeur	(15)	-	(687)	(702)
Écarts de conversion	9	1	171	182
Autres	5	3	(7)	-
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	(361)	(35)	(4 053)	(4 450)
Variations de périmètre	-	-	96	96
Amortissements et pertes de valeur	(33)	-	(920)	(953)
Écarts de conversion	(44)	(1)	62	17
Autres	-	33	(33)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2014	(438)	(4)	(4 847)	(5 289)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2013 ⁽¹⁾	682	1 408	3 788	5 878
AU 31 DÉCEMBRE 2014	668	1 402	3 708	5 778

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2013 et au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2014 comprend notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni et de Jangkrik en Indonésie. La ligne «Cessions» comprend principalement la cession d'un actif en production chez GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH en Allemagne.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2013 comprend notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni et de Gudrun en Norvège.

21.2 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. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Valeur à l'ouverture	599	609
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	162	194
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(278)	(142)
Autres	(53)	(62)
VALEUR A LA CLÔTURE	430	599

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

21.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2014 et 2013 s'élèvent respectivement à 1 094 millions d'euros et 954 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 22 Contrats de location-financement

22.1 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 des centrales électriques de GDF SUEZ Energy International (essentiellement Enersur - Pérou) 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. 2014		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2013⁽¹⁾	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	100	98	109	106
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	391	367	336	311
Au-delà de la 5 ^e année	70	50	112	81
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	561	515	557	499

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 16.2.1 «Dettes financières»), 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	515	92	376	47
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	46	8	15	23
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	561	100	391	70

22.2 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 notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch - Pakistan), Bowin (Glow - Thaïlande), Solvay (Electrabel - Belgique) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Paiements minimaux non actualisés	1 180	727
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	38	29
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 218	756
Produits financiers non acquis	192	117
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 026	638
<i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	999	618
<i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	28	20

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 16.1.2 «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. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{re} année	122	121
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	401	313
Au-delà de la 5 ^e année	657	293
TOTAL	1 180	727

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

NOTE 23 Contrats de location simple

23.1 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 2014 et 2013 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Loyers minimaux	(905)	(1 102)
Loyers conditionnels	(18)	(26)
Revenus de sous-location	87	84
Charges de sous-location	(39)	(53)
Autres charges locatives	(206)	(247)
TOTAL	(1 081)	(1 343)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

La charge nette 2013 comprenait 199 millions d'euros au titre des charges de location simple de SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013 (cf. Note 5.7).

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. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{re} année	642	617
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 601	1 477
Au-delà de la 5 ^e année	1 465	1 646
TOTAL	3 708	3 740

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

23.2 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 principalement des centrales électriques exploitées par la branche Energy International.

Les revenus locatifs des exercices 2014 et 2013 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Loyers minimaux	579	640
Loyers conditionnels	113	89
TOTAL	692	729

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

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. 2014	31 déc. 2013⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{re} année	550	510
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 351	1 528
Au-delà de la 5 ^e année	19	20
TOTAL	1 919	2 058

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

NOTE 24 Paiements fondés sur des actions

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2014	31 déc. 2013
Plans de stock-options	24.1	-	9
Augmentations de capital réservées aux salariés	24.2	11	-
Share Appreciation Rights ⁽¹⁾	24.2	-	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	10	83
Autres plans du Groupe		1	-
TOTAL		22	93

(1) Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

En 2014, comme en 2013, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions GDF SUEZ.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs à 2013 sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

24.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur

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	Solde à lever au 31/12/2013	Levées	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2014	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 672 033	-	64 174	5 607 859	16/01/2015	-
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 411 672	-	54 097	4 357 575	13/11/2015	0,9
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 075 634	-	76 570	5 999 064	11/11/2016	1,9
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	4 960 345	-	101 620	4 858 725	09/11/2017	2,9
TOTAL					4 637 000	21 119 684	-	296 461	20 823 223		
Dont :											
<i>Plans d'options d'achat d'actions</i>						11 035 979	-	178 190	10 857 789		
<i>Plans de souscriptions d'actions</i>						10 083 705	-	118 271	9 965 434		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2014.

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ était de 19,02 euros en 2014.

24.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2013	21 119 684	34,9
Options annulées	(296 461)	34,1
Solde au 31 décembre 2014	20 823 223	34,9

24.2 Augmentations de capital réservées aux salariés

24.2.1 Description des formules proposées par GDF SUEZ

En 2014, 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 2014». Ces souscriptions ont été réalisées au moyen des formules suivantes :

- **Link Classique** : formule avec décote et abondement, 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 à un prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. 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 ;
- **Share Appreciation Rights (SAR)** : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficiaire d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié, en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, le plan Link Classique était assorti d'un abondement aux conditions suivantes :

- Pour les salariés français, des actions GDF SUEZ ont été offertes gratuitement à la souscription en fonction de l'apport personnel dans le plan :
 - pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action offerte pour 1 action souscrite ;
 - à partir de la 11^e action souscrite, l'abondement était de 1 action offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions.

L'abondement était plafonné à 20 actions offertes par salarié.

- Pour tous les salariés des autres pays, des actions GDF SUEZ ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :

- pour les 10 premières actions souscrites, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 1 action souscrite ;
- à partir de la 11^e action souscrite, l'abondement était de 1 action gratuite offerte pour 4 actions souscrites avec, pour cette tranche, un maximum de 10 actions.

L'abondement était plafonné à 20 actions gratuites offertes par salarié pour la souscription de 50 actions.

Les actions seront attribuées gratuitement aux salariés le 10 décembre 2019, sous réserve d'une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 septembre 2019.

S'agissant d'un plan d'attribution d'actions gratuites, la méthode d'évaluation est décrite au paragraphe 24.3.

24.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2014 est défini par la moyenne des cours d'ouverture de l'action GDF SUEZ sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les 20 jours de bourse du 15 octobre au 11 novembre 2014 inclus diminué de 20%, soit 14,68 euros.

La charge comptable des plans Link Classique et Multiple correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres sur une période de 5 ans, prévue par la législation française, ainsi que, pour le plan d'épargne à effet de levier, du gain d'opportunité implicitement supporté par GDF SUEZ en permettant à ses salariés de bénéficier de conditions de tarification plus favorables que celles qu'ils pourraient obtenir en tant que particuliers.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- taux d'intérêt sans risque à 5 ans : 0,5% ;
- *spread* du réseau bancaire *retail* : 4,2% ;
- taux de financement pour un salarié : 4,7% ;
- coût du prêt de titres : 1,0% ;
- cours à la date d'attribution : 19,45 euros ;
- *spread* de volatilité : 3,8%.

Il en résulte une charge totale de 18 millions d'euros sur l'exercice 2014 au titre des 22,2 millions d'actions souscrites et des 0,3 million d'actions offertes en abondement, portant le montant final de l'augmentation de capital et des primes d'émission liées à ces souscriptions à 329,7 millions d'euros (hors frais d'émission).

	Link classique	Link Multiple	Abondement France	Total
Montant souscrit (<i>millions d'euros</i>)	42	283	5	330
Nombre d'actions souscrites (<i>millions d'actions</i>)	2,9	19,3	0,3	22,5
Décote (<i>€/action</i>)	3,7	3,7	18,3	
Coût d'incessibilité pour le salarié (<i>€/action</i>)	(5,1)	(5,1)	(5,1)	
Mesure du gain d'opportunité (<i>€/action</i>)		0,7		
COÛT POUR LE GROUPE (MILLIONS D'EUROS)	-	13	4	18

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie résultat. Au

31 décembre 2014, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2010 et 2014 s'élève à 1 million d'euros.

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2014

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 10 décembre 2014

Le Conseil d'Administration du 10 décembre 2014 a approuvé l'attribution de 3,4 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants 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 2018, suivie d'une période d'incessibilité de deux ans des titres acquis ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2019, sans période d'incessibilité.

Chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une double condition de performance :

- une condition portant sur le Total Shareholder Return (TSR) du titre GDF SUEZ comparé à ceux des sociétés constituant l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone, évalué pour la période entre novembre 2014 et janvier 2018 ;

- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent par Groupe des exercices 2016 et 2017.

Plan d'actions gratuites du 11 décembre 2014

Dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), à raison de 1 action gratuite pour chacune des 10 premières actions souscrites, puis de 1 action gratuite pour 4 actions souscrites au delà de 10 actions souscrites, dans la limite de 20 actions gratuites par bénéficiaire. Au total ce sont ainsi 125 142 actions gratuites qui ont été attribuées. L'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe GDF SUEZ le 30 septembre 2019.

24.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par GDF SUEZ en 2014.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
26 février 2014	14 mars 2016	14 mars 2018	17,6 €	1,0 €	7,8%	1,9 €	non	13,6 €
26 février 2014	14 mars 2017	14 mars 2019	17,6 €	1,0 €	7,8%	1,6 €	non	12,9 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 26 février 2014								13,3 €
10 décembre 2014	14 mars 2018	14 mars 2020	19,5 €	1,0 €	7,1%	1,7 €	oui ⁽¹⁾	11,8 €
10 décembre 2014	14 mars 2019	14 mars 2019	19,5 €	1,0 €	7,1%	NA	oui ⁽¹⁾	12,7 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 10 décembre 2014								12,1 €
11 décembre 2014	10 décembre 2019	10 décembre 2019	19,4 €	1,0 €	NA	NA	non	13,4 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 11 décembre 2014								13,4 €

(1) Plan à double condition de performance.

24.3.3 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 attribués 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 2014 au titre de la non atteinte de conditions de performance ont concerné le plan d'actions de performance de janvier 2011. Il en a résulté un produit de 40 millions d'euros.

24.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2014 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	Juste valeur unitaire ⁽¹⁾ (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2014	31 déc. 2013
Plans en titres GDF SUEZ				
Plans d'actions gratuites				
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	20	-	2
Plan d'abondement Link août 2010	207 947	19	1	1
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20	7	18
Plan GDF SUEZ octobre 2012	6 106 463	12	16	18
Plan d'abondement Link décembre 2014	125 142	13	-	-
Plans d'actions de performance				
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	25	-	2
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18	(38)	18
Plan GDF SUEZ Trading mars 2011	57 337	23	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11	10	10
Plan GDF SUEZ Trading février 2012	70 778	15	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2012	3 556 095	8	8	8
Plan GDF SUEZ Trading février 2013	94 764	9	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2013	2 801 690	8	6	-
Plan GDF SUEZ Trading février 2014	89 991	13	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2014	3 391 873	12	1	-
Plans en titres SUEZ Environnement				6
TOTAL			10	83

(1) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

NOTE 25 Transactions avec des parties liées

L'objet de la présente Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 26 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

25.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

25.1.1 Relations avec l'État français

L'État détient 33,29% du capital de GDF SUEZ ainsi que 4 représentants sur 17 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 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'est accompagné 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.

Un nouveau contrat de service public entre le Groupe et l'État français est actuellement en cours d'examen.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés.

25.1.2 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.

25.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès 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 20 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

25.3 Transactions avec les partenariats qualifiés d'activités conjointes

Les transactions avec les partenariats qualifiés d'activités conjointes au sein du Groupe ne présentent pas d'incidence significative sur les états financiers au 31 décembre 2014.

NOTE 26 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 20 membres au 31 décembre 2014 contre 19 en 2013.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013
Avantages à court terme	25	30
Avantages postérieurs à l'emploi	4	4
Paiements fondés sur des actions	(2)	5
Indemnités de fin de contrat	7	7
TOTAL	33	46



NOTE 27 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs

27.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2014	Variation du BFR au 31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Stocks	30	(137)
Clients et autres débiteurs	(45)	54
Fournisseurs et autres créanciers	1 125	689
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(782)	172
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	(1 156)	(388)
Autres	(393)	(481)
TOTAL	(1 221)	(91)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

27.2 Stocks

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2014	31 déc. 2013 ⁽¹⁾
Stocks de gaz naturel, nets	2 269	2 489
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	411	322
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	2 210	2 162
TOTAL	4 891	4 973

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

27.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (10 049 millions d'euros) et les autres actifs non courants (557 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales.

Les autres passifs courants (14 370 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 363 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 28 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 des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Le montant des provisions pour litiges au 31 décembre 2014 s'élève à 891 millions d'euros contre 871 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Les principaux litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

28.1 Litiges et arbitrages

28.1.1 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 à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'énergie. Le différend porte notamment sur la résiliation du contrat long terme d'achat d'électricité, conclu le 10 octobre 1995, entre DUNAMENTI Erőmű (ancienne filiale du Groupe - cédée le 30 juin 2014) et MVM, société contrôlée par l'État hongrois (le «Contrat DUNAMENTI»). Le 30 novembre 2012, le Tribunal arbitral a rejeté les demandes du Groupe, à l'exception de la demande basée sur le principe de traitement juste et équitable. La décision de principe sur cette demande est pendante ; si le Tribunal arbitral retient une infraction par la Hongrie à ce principe de traitement juste et équitable, la décision finale fixant le montant du dédommagement sera reportée à 2016, après la fin initialement prévue du contrat long terme (2015) afin de permettre au Tribunal arbitral de juger des dits dommages⁽¹⁾ sur base d'une évaluation précise des coûts échoués.

28.1.2 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, trois actionnaires, Deminor et deux autres fonds, ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'Appel (CA) de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel pour obtenir un complément de prix. La demande a été rejetée par la Cour d'Appel le 1^{er} décembre 2008.

Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a prononcé la cassation le 27 juin 2011. Par citation du 28 décembre 2012, Deminor et consorts ont assigné GDF SUEZ devant la Cour d'Appel de Bruxelles dans une composition différente, aux fins qu'elle statue sur leur demande de complément de prix. Les plaidoiries se sont terminées le 15 octobre 2014 et l'affaire a été mise en délibéré.

Une demande similaire de complément de prix, introduite par MM. Geenen et consorts auprès de la Cour d'Appel de Bruxelles mais sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA («Autorité belge des services et marchés financiers», anciennement

«Commission bancaire, financière et des assurances»), a été rejetée le 24 décembre 2009 pour des motifs de procédure. M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010 contre l'arrêt du 24 décembre 2009. La Cour de Cassation a rendu, le 3 mai 2012, un arrêt prononçant la cassation de l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles.

28.1.3 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, GDF SUEZ a acquis 56,84% des titres de La Compagnie du Vent, SOPER (l'actionnaire d'origine) en conservant 43,16%. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté Président Directeur Général (PDG) de La Compagnie du Vent au moment de la prise de contrôle. GDF SUEZ détient aujourd'hui 59% des titres de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent GDF SUEZ à Jean-Michel Germa et SOPER quant à sa révocation du poste de PDG. Après une annulation par la Cour d'Appel de Montpellier de la première Assemblée Générale de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011, une seconde Assemblée Générale, le 3 novembre 2011, a finalement désigné un nouveau dirigeant proposé par GDF SUEZ.

Restent cependant principalement pendants : (i) le litige intenté le 23 août 2011, par La Compagnie du Vent devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre SOPER afin de condamner cette dernière à réparer le préjudice moral subi par La Compagnie du Vent, pour abus de minorité, à hauteur de 500 000 euros, (ii) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre GDF SUEZ en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que PDG de La Compagnie du Vent, (iii) la procédure intentée devant le Tribunal de Commerce de Montpellier, par SOPER le 21 mai 2012, contre GDF SUEZ, La Compagnie du Vent et l'actuel PDG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, (iv) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 devant le Tribunal de Commerce de Paris, afin de condamner GDF SUEZ à indemniser SOPER à hauteur d'environ 214 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007 et, (v) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER devant le Tribunal de Commerce de Paris, demandant à ce que GDF SUEZ ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés en alléguant que GDF SUEZ aurait empêché La Compagnie du Vent de réaliser les niveaux de performance qui conditionnent leur exercice.

S'agissant de la promesse d'achat à raison de 5% des actions de La Compagnie du Vent détenues par SOPER, le prix des actions a été fixé par un expert à l'issue de la procédure prévue contractuellement. Le transfert de ces actions a été effectué le 18 février 2013. Le 26 avril 2013, SOPER a engagé une nouvelle procédure devant le Tribunal de Commerce de Paris pour obtenir l'annulation du rapport de l'expert et la nomination d'un nouvel expert pour fixer le prix des actions. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil.

(1) Voir aussi Note 28.2.3 «Contrats à long terme en Hongrie».

28.1.4 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Litige portant sur le décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel

L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit une requête demandant l'annulation du décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel devant le Conseil d'État en juillet 2013.

L'ANODE soutient que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la Directive 2009/73 CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne. Le 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne se prononce à titre préjudiciel sur ces questions.

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

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

Une procédure en annulation de la décision de la CREG a été entamée par Electrabel devant la Cour d'Appel de Bruxelles qui, le 6 février 2013, a annulé *ex tunc* et *erga omnes* la décision de la CREG du 22 décembre 2011 dans son intégralité. Le 24 mai 2013, la CREG a formé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013. L'affaire est pendante.

En conséquence et en l'absence de tarifs régulés, ELIA a déposé une nouvelle proposition tarifaire (couvrant la période 2012 à 2015), qui a été validée par la CREG le 16 mai 2013. Cette décision de la CREG fait toutefois l'objet d'une nouvelle procédure en annulation devant la Cour d'Appel de Bruxelles, introduite par Febeliec (association représentative des consommateurs industriels d'énergie) en date du 14 juin 2013. Electrabel est intervenue volontairement dans cette procédure afin de défendre les tarifs approuvés le 16 mai 2013 et a déposé ses conclusions le 30 octobre 2013. L'affaire a été plaidée le 17 septembre 2014.

28.1.6 Italie - Vado Ligure

À la suite de la publication d'articles de presse, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre le 11 mars 2014, sur requête du Procureur, les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% et consolidée en mise en équivalence par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale pour infractions environnementales, risques pour la santé publique et violation de l'autorisation d'exploitation (IPPC). Le 14 mai 2014, TP a déposé

une requête en révocation de la décision de mise sous séquestre. Cette requête a été écartée.

En parallèle, des procédures administratives ont été mises en œuvre par le Ministère de l'Environnement (MATTM) concernant différentes unités de production de la centrale thermique de Vado Ligure, dont certaines sont contestées devant le Tribunal administratif.

28.1.7 Argentine

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 (AASA) et Aguas Provinciales de Santa Fe (APSF).

En janvier 2002 en Argentine, une loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes («Loi d'Urgence») a bloqué les augmentations de tarifs des contrats de concession en empêchant l'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain. En 2003, SUEZ – désormais GDF SUEZ – et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé deux procédures d'arbitrage contre l'État argentin (autorité concédante), afin de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le 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 prolongation de la loi d'Urgence. Les audiences ont eu lieu dans le courant de l'année 2007 pour les deux arbitrages. Parallèlement aux procédures CIRDI, les sociétés concessionnaires AASA et APSF ont dû entamer des procédures de résiliation des contrats de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la loi d'Urgence, APSF a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, AASA a demandé à bénéficier du «Concurso Preventivo⁽¹⁾». Dans ce cadre, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible d'AASA approuvée par les créanciers et homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008 a permis en partie le règlement du passif. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif⁽²⁾ (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.

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. La détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis doit être fixée par des experts.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

Un premier rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires a été remis au CIRDI en septembre 2013. Le rapport de l'expert sur la concession de Santa Fé a été remis au CIRDI en avril 2014. Une série d'audiences ont eu lieu fin juillet et début août 2014. Les procédures suivent leurs cours.

28.1.8 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG ⁽¹⁾, filiale d'ELENGY à 72,5% et de Total à 27,5%, 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 Fosmax LNG, 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, Fosmax LNG a procédé à la mise en régie en 2010 de la majeure partie des travaux restant à réaliser et fait appel à des entreprises extérieures pour l'exécution de ceux-ci.

Fosmax LNG a demandé réparation du préjudice qu'elle a subi en engageant une procédure arbitrale sous l'égide de la CCI. Fosmax LNG a déposé son mémoire en demande le 19 octobre 2012. STS a déposé son mémoire en défense et demandes reconventionnelles le 28 janvier 2013. Après échange des différents mémoires prévus par la procédure, les audiences se sont déroulées du 18 au 22 novembre 2013.

Le Tribunal arbitral a rendu sa sentence le 13 février 2015. Aux termes de la sentence, STS doit payer à Fosmax LNG : (i) 48,2 millions d'euros assortis d'intérêts au titre des pénalités de retard, (ii) 19,1 millions d'euros au titre des coûts liés aux incidents, désordres et malfaçons survenus sur le chantier et (iii) 1,4 million d'euros au titre des avances réalisées par Fosmax LNG. Fosmax LNG doit, quant à elle, payer à STS : (i) 87,9 millions d'euros assortis d'intérêts au titre des surcoûts correspondant aux moyens mobilisés par STS pour achever les travaux (surcoûts relatifs à la construction du terminal, à l'ingénierie et à la supervision ainsi que d'autres coûts mobilisés pour la bonne fin des travaux), (ii) 36,2 millions d'euros assortis d'intérêts correspondant à la restitution du montant de la garantie à première demande appelée par Fosmax LNG pour financer les travaux en régie et (iii) 3,9 millions d'euros assortis d'intérêts correspondant à des factures de STS non payées par Fosmax LNG. Au total, hors intérêts, Fosmax LNG doit acquitter la somme nette de 59,2 millions d'euros.

(1) Ex Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou.

(2) Loi du 23 décembre 2009.

(3) Loi du 29 décembre 2010.

(4) Loi du 8 janvier 2012.

28.1.9 Cofely Espagne

Des collaborateurs de Cofely Espagne ont été interpellés le 27 octobre 2014 et mis en cause par la Justice espagnole dans le cadre d'une enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés. Cofely Espagne a, par la suite, été mise en examen.

28.1.10 Contestation des contributions nucléaires en Belgique

La loi-programme du 22 décembre 2008 impose une contribution de 250 millions d'euros à la charge des producteurs nucléaires. Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a contesté cette contribution devant la Cour constitutionnelle, qui a rejeté ce recours par son arrêt du 30 mars 2010. Cette contribution a par ailleurs été reconduite pour 2009 ⁽²⁾, 2010 ⁽³⁾ et 2011 ⁽⁴⁾ puis doublée en 2012, 2013 et 2014. Electrabel s'est donc, à ce titre, acquittée au total de 2,16 milliards d'euros. En vertu d'un protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 entre l'État belge et le Groupe, cette contribution n'aurait cependant pas dû être reconduite, mais remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires.

Electrabel a sollicité en septembre 2011 la restitution des contributions nucléaires payées de 2008 à 2011 au motif qu'elles devraient être considérées comme illégales et donc, indûment perçues par l'État belge. En avril 2014, le Tribunal de première instance de Bruxelles a rejeté la demande d'Electrabel qui a interjeté appel le 20 mai 2014 devant la Cour d'Appel de Bruxelles. La procédure est en cours.

Le 11 juin 2013, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 27 décembre 2012 portant modification de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées, et, en particulier, ses articles instaurant une contribution de 550 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au titre de l'année 2012, dont 479 millions d'euros à la charge d'Electrabel. Le 17 juillet 2014, la Cour Constitutionnelle a rejeté le recours formé par Electrabel.

Le 12 juin 2014, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 26 décembre 2013 portant modification de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées, et, en particulier, ses articles instaurant une contribution de 481 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au titre de l'année 2013, dont 421 millions d'euros à la charge d'Electrabel. La procédure est en cours.

Par ailleurs, le 5 septembre 2014, Electrabel a déposé plainte entre les mains de la Commission européenne concernant les contributions nucléaires 2008 à 2013 en tant qu'aides d'État présumées illégales octroyées par l'État belge aux producteurs d'électricité non soumis aux contributions nucléaires. La plainte, qui a été complétée pour couvrir aussi la contribution nucléaire 2014, est en cours d'analyse par la Commission.

La loi du 19 décembre 2014 a instauré une contribution nucléaire de 470 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au

titre de l'année 2014, dont 407 millions d'euros à la charge d'Electrabel.

28.1.11 Réclamation d'E.On portant sur les contributions nucléaires en Allemagne et en Belgique

Le 26 novembre 2014, E.On Kernkraft GmbH (ci-après «E.On») a déposé une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI) contre Electrabel. E.On réclame (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, se montant approximativement à 35,9 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.On se montant approximativement à 200 millions d'euros plus les intérêts.

28.1.12 Tihange 1 – Belgique

Le 9 décembre 2014, Greenpeace a introduit un recours comme en référé devant le Tribunal de première instance de Bruxelles. Le recours est formulé contre l'État belge et l'Autorité Fédérale de Contrôle Nucléaire, en ce que ceux-ci n'auraient pas respecté certaines de leurs obligations au niveau international lors de la décision de prolongation de la durée de vie de la centrale de Tihange 1. Electrabel s'est jointe à la cause pour défendre son point de vue. L'affaire sera plaidée le 16 mars 2015.

28.1.13 Éoliennes Maestrale - Italie

Le 13 février 2013, le Groupe, via sa filiale International Power, avait cédé 80% du capital de IP Maestrale et de ses filiales à la société italienne ERG.

Le 5 novembre 2014, ERG a notifié à la société International Power Consolidated Holdings Limited, Groupe GDF SUEZ, que le Ministère italien du développement économique avait révoqué par décret les subventions permises par la Loi dite «Maestrale» n° 488/1192. En application du décret, les sociétés concernées doivent rembourser les subventions déjà payées, plus intérêts, dans les 60 jours de la notification.

À la suite de l'achat des sociétés ayant bénéficié desdites subventions, ERG réclame au Groupe le remboursement des pertes subies (environ 45,8 millions d'euros) et ce au titre du contrat de cession des sociétés concernées.

28.1.14 Réclamations du fisc belge et de l'Administration de l'énergie

L'Administration de l'énergie a réclamé à Electrabel pour les années 2006 à 2011 un montant total de prélèvement sur sites non utilisés de 356 millions d'euros. Compte tenu du jugement rendu par le Tribunal de première instance de Bruxelles le 17 février 2010 concernant les prélèvements sur sites non utilisés de 2006 à 2008, qui lui est en grande partie favorable, Electrabel a introduit pour chacune des années 2009 à 2011 une déclaration pour le seul site qu'elle considère devoir faire l'objet du prélèvement. L'Administration a, quant à elle, maintenu sa position antérieure et a établi pour chacune de ces années des prélèvements sur 7 sites (dont le site déclaré). Electrabel a contesté ces prélèvements en premier lieu par la voie administrative et ensuite par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance de Bruxelles. En juillet 2014, l'État belge a interjeté appel de la décision du Tribunal de février 2010. La procédure suit son cours. Electrabel n'a pas payé les prélèvements de 2009 et 2010, considérant qu'ils ont été

établis tardivement. Elle a en revanche payé une somme de 6,25 millions d'euros au titre du prélèvement 2011 sur le site déclaré. Electrabel n'a pas établi de déclaration pour 2012, 2013 et 2014 car le seul site susceptible de faire l'objet du prélèvement ne bénéficie plus d'un permis d'exploitation pour production d'électricité. L'Administration de l'Énergie maintient sa position antérieure et a établi également pour 2012, 2013 et 2014 des prélèvements sur 7 sites qui se montent à 67,5 millions d'euros pour chaque exercice. Electrabel conteste ces prélèvements chaque année par voie administrative et par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance de Bruxelles. Celui-ci a, par jugement du 24 septembre 2014 concernant le prélèvement sur sites non utilisés de 2009, ordonné la tenue d'une expertise pour éclairer le Tribunal sur les contraintes techniques justifiant une éventuelle inéligibilité des sites aux prélèvements.

28.1.15 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 sans recours de la 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 SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – proprement dit, en 2014, la Cour Administrative d'Appel de Paris a suivi la jurisprudence du Conseil d'État en reconnaissant l'incompatibilité du précompte avec le droit communautaire conformément à la position de la Cour de Justice de l'Union européenne, mais en réduisant très sensiblement le quantum du remboursement accordé à SUEZ au titre des exercices 1999/2000/2001. Le Tribunal administratif de Cergy Pontoise a adopté une position identique pour les sommes réclamées par SUEZ au titre des exercices 2002/2003 et 2004. GDF SUEZ a interjeté appel de ce jugement et entend également faire appel de l'arrêt de la Cour d'Appel de Paris.

En parallèle, en novembre 2014, la Commission européenne a formellement reconnu le bien-fondé des arguments développés par GDF SUEZ et plusieurs autres contribuables français contre les principes de calcul des sommes à rembourser préconisés par le Conseil d'État et a demandé des explications à l'État français.

28.1.16 Réclamation du fisc néerlandais

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées en 2000. Le montant des impôts et intérêts de retard enrôlés jusqu'au 31 décembre 2008 s'élève à 127 millions d'euros. Un recours administratif a été introduit contre ces enrôlements. Respectivement le 22 décembre 2014 et le 28 janvier 2015, l'administration fiscale a envoyé les enrôlements pour les exercices 2009 et 2010. Les montants d'impôt et les intérêts de retard qui sont réclamés au sujet de la déductibilité d'intérêts, s'élèvent à 53,6 millions d'euros pour l'exercice 2009, et à 29,6 millions d'euros pour l'exercice 2010. Un recours administratif sera introduit contre ces enrôlements. Le montant total des impôts et intérêts de retard enrôlés jusqu'au 31 décembre 2010 s'élève à 210,2 millions d'euros.

28.1.17 Total Energie Gaz

GDF SUEZ achète du gaz naturel auprès de Total Energie Gaz (TEGAZ), filiale du groupe Total, au titre d'un contrat conclu le 17 octobre 2004 et a réclamé une révision du prix contractuel avec effet au 1^{er} mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, GDF SUEZ a soumis en mars 2012 le différend portant sur la révision du prix contractuel à un collège d'experts conformément au contrat. Le 5 juin 2012, TEGAZ a notifié un différend quant à l'interprétation de certaines clauses du contrat susvisé, qui a fait l'objet d'une procédure d'arbitrage selon le règlement de l'Association Française de l'Arbitrage (AFA).

Après échange des mémoires, les audiences du Tribunal Arbitral relatives à l'interprétation de certaines clauses du contrat se sont déroulées du 27 au 30 janvier 2014. La sentence a été rendue le 13 mai 2014 et TEGAZ a été déboutée de l'ensemble de ses demandes d'interprétation du contrat, notamment celles relatives à la clause de révision de prix.

Dans le cadre du différend portant sur la révision du prix contractuel, la procédure d'expertise a repris. Le 7 février 2015, le Collège d'experts a donné une première suite favorable à la demande de révision de prix contractuelle réclamée par le Groupe concernant les achats de gaz naturel intervenues entre le 1^{er} mai 2011 et le 31 octobre 2014 au titre du contrat de fourniture de gaz naturel avec TEGAZ. Le Collège d'experts a confirmé que la demande de révision de prix formulée par le Groupe était justifiée et a décidé d'une nouvelle formule de prix contractuel, accordant ainsi une baisse de prix au Groupe.

28.2 Concurrence et concentrations

28.2.1 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.

28.2.2 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. Dans son arrêt du 12 décembre 2012, le Tribunal a rejeté dans son intégralité le recours formé contre la décision de la Commission. Electrabel a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal. Ce pourvoi a été rejeté par la Cour de Justice de l'Union européenne le 3 juillet 2014. La décision de la Commission européenne est donc devenue définitive.

28.2.3 Contrats à long terme en Hongrie

Dans une décision du 4 juin 2008, la Commission européenne a qualifié d'aides d'État illégales et incompatibles avec le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, 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 et notamment celui entre DUNAMENTI Erőmű, ancienne filiale du Groupe, et MVM. Elle a invité la Hongrie à mettre fin à ces 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. Ce mécanisme de compensation a été approuvé par la Commission européenne le 27 avril 2010. La Hongrie a donc 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 Erőmű a introduit, le 28 avril 2009, un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne du 4 juin 2008 devant le Tribunal de l'Union européenne. L'audience a eu lieu le 15 mai 2013. Le Tribunal, par un arrêt du 30 avril 2014, a confirmé la décision de la Commission européenne. Le 30 juin 2014, Electrabel a cédé sa participation dans DUNAMENTI Erőmű, préservant toutefois les droits qui découleraient éventuellement de la procédure en appel devant la Cour de Justice. DUNAMENTI Erőmű et Electrabel ont formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne le 17 juillet 2014. Ce pourvoi est pendant et la Cour n'a pas indiqué la date à laquelle elle rendra son arrêt.

Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'État à charge de DUNAMENTI Erőmű 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 Erőmű 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 Erőmű, 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 Erőmű ⁽¹⁾.

Par ailleurs, DUNAMENTI Erőmű et son actionnaire principal Electrabel, ont introduit, le 10 janvier 2014, un recours indemnitaire devant le Tribunal de l'Union européenne afin de pouvoir obtenir de la Commission européenne des dommages et intérêts au cas où la décision du 4 juin 2008 serait annulée. Le 13 novembre 2014, le Tribunal a rejeté ce recours. Electrabel et DUNAMENTI Erőmű ont formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne le 23 janvier 2015. Ce pourvoi est pendant et la Cour n'a pas indiqué la date à laquelle elle rendra son arrêt.

28.2.4 Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

Le Service de la concurrence belge a procédé en septembre 2009 et juin 2010 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.

Le 29 novembre 2013 l'Auditorat a transmis un projet de décision au Président de la nouvelle Autorité belge de la concurrence ⁽²⁾ ainsi qu'à Electrabel. Le projet de décision, qui confirmait le rapport de l'Auditorat déposé le 7 février 2013, alléguait l'existence d'abus de position dominante dans le chef d'Electrabel ⁽³⁾. Electrabel a contesté formellement ces allégations dans ses observations écrites et lors d'une audience qui s'est tenue devant le Collège de la concurrence le 20 mai 2014.

Le Collège a rendu sa décision le 18 juillet 2014 condamnant Electrabel pour abus de position dominante et lui imposant une amende de 2 millions d'euros. Le Collège a écarté la plupart des griefs retenus par l'Auditorat à l'encontre d'Electrabel. Il a en effet considéré d'une part, qu'Electrabel n'avait pas suivi de stratégie de retrait de capacités et, d'autre part, qu'elle avait pleinement respecté ses obligations contractuelles vis-à-vis d'Elia, gestionnaire du réseau de transport d'électricité. Le Collège retient simplement qu'Electrabel aurait, de manière marginale, offert sur le marché de gros à court terme une partie minime de ses réserves (50 MW, soit

moins de 0,5% de ses capacités) à un prix qui aurait mené à une marge injustifiée. Aucun pourvoi n'ayant été déposé, la décision du Collège est devenue définitive.

28.2.5 Marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en France

Le 15 avril 2014, Direct Énergie a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques alléguées d'abus de position dominante de GDF SUEZ sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une demande de mesures conservatoires.

Concernant les mesures conservatoires, l'audience s'est tenue le 9 juillet 2014 et l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014.

L'Autorité a enjoint à GDF SUEZ, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, d'accorder à ses frais aux entreprises détenant une autorisation ministérielle de fourniture de gaz naturel qui en feraient la demande, un accès à certaines informations relatives aux clients aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

En cas de non-respect de cette injonction dans les délais fixés, GDF SUEZ devra suspendre toute activité de commercialisation de ses offres de marché de gaz naturel.

GDF SUEZ a formé un recours contre cette décision le 19 septembre 2014. L'audience s'est tenue le 9 octobre 2014 et la Cour d'Appel de Paris a rendu son arrêt le 31 octobre 2014. La Cour d'Appel a confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence pour l'essentiel mais a réformé les points suivants : les dates d'accès aux informations ont été décalées au 13 novembre 2014 pour les personnes morales et au 15 janvier 2015 pour les personnes physiques ; les clients résidentiels ainsi que les personnes physiques interlocutrices professionnelles au sein des personnes morales ont dû être informées préalablement à la transmission de leurs données et ont disposé de 5 jours pour s'y opposer. Le contenu du courrier devant être adressé aux clients résidentiels a été légèrement modifié afin de ne pas préjuger de l'enquête au fond.

GDF SUEZ a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel.

GDF SUEZ met actuellement en œuvre les mesures conservatoires imposées par l'Autorité afin de se conformer à sa décision et donne ainsi accès aux éléments des fichiers concernés aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande.

NOTE 29 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2014.

(1) Voir aussi Note 28.1.1 «Litiges et arbitrages / Electrabel – État de Hongrie».

(2) Suite à l'entrée en vigueur, le 6 septembre 2013, de la loi du 3 avril 2013 portant sur l'insertion du Livre IV et V dans le Code de droit économique, l'Autorité belge de la concurrence remplace désormais le Conseil de la concurrence.

(3) La nouvelle instance de décision de l'Autorité.

NOTE 30 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité de marché financier, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par GDF SUEZ SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe GDF SUEZ.

L'Assemblée Générale de GDF SUEZ SA du 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

En millions d'euros	EY				Deloitte				Mazars	
	Montant		%		Montant		%		Montant	%
	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2014	2013 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾
Audit										
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés										
• GDF SUEZ SA	1,9	1,9	17,7%	16,3%	1,2	1,1	8,5%	6,2%	1,1	25,2%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	6,8	7,8	63,6%	68,8%	11,1	14,3	76,7%	76,9%	2,6	59,7%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissariat aux comptes										
• GDF SUEZ SA	0,4	0,3	3,7%	2,7%	0,7	0,8	4,5%	4,3%	0,1	3,3%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	1,0	0,6	9,3%	5,1%	0,9	1,1	6,1%	6,2%	0,5	11,5%
SOUS-TOTAL	10,1	10,6	94,4%	92,9%	13,8	17,3	95,8%	93,5%	4,4	99,7%
Autres prestations										
• Fiscal	0,6	0,7	5,6%	6,0%	0,5	0,8	3,2%	4,5%	-	-
• Autres	-	0,1	-	1,0%	0,1	0,4	1,0%	2,0%	-	0,3%
SOUS-TOTAL	0,6	0,8	5,6%	7,1%	0,6	1,2	4,2%	6,5%	-	0,3%
TOTAL	10,7	11,4	100%	100%	14,4	18,5	100%	100%	4,4	100%

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2013 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation (cf. Note 2).

Les honoraires au titre de 2013 comprennent les honoraires de la branche SUEZ Environnement jusqu'au 22 juillet 2013, date de la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company par le Groupe (cf. Note 5.7).

NOTE 31 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des branches Énergie Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit de : GDF SUEZ Energie Nederland NV, GDF SUEZ Energie Nederland Holding BV, Electrabel Nederland Retail BV, Electrabel United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, GDF SUEZ Portfolio Management BV, Electrabel Invest Luxembourg, GDF SUEZ Corp Luxembourg SARL, GDF SUEZ Treasury Management SARL et GDF SUEZ Invest International SA.







Nos valeurs

exigence

engagement

audace

cohésion

GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros

Siège social : 1, place Samuel de Champlain

92400 Courbevoie - France

Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00

SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE

TVA FR 13 542 107 651

gdfsuez.com