



RAPPORT D'ACTIVITÉ
ET ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS ANNUELS
2015



sommaire

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 financier net	13
I.5	Autres postes de l'état de situation financière	16
I.6	Comptes sociaux	17
I.7	Perspectives	18

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS 19

	Compte de résultat	20
	État du résultat global	21
	État de situation financière	22
	État des variations des capitaux propres	24
	État de flux de trésorerie	26

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS 27

Note 1	Référentiel et méthodes comptables	28
Note 2	Principales filiales au 31 décembre 2015	41
Note 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	47
Note 4	Principales variations de périmètre	56
Note 5	Information sectorielle	59
Note 6	Éléments du résultat opérationnel courant	64
Note 7	Résultat des activités opérationnelles	65
Note 8	Résultat financier	71
Note 9	Impôts	73
Note 10	Résultat net récurrent part du Groupe	77
Note 11	Résultat par action	79
Note 12	Goodwills	79
Note 13	Immobilisations incorporelles	84
Note 14	Immobilisations corporelles	86
Note 15	Instruments financiers	87
Note 16	Risques liés aux instruments financiers	98
Note 17	Éléments sur les capitaux propres	110
Note 18	Provisions	113
Note 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	116
Note 20	Activité exploration-production	123
Note 21	Contrats de location-financement	124
Note 22	Contrats de location simple	125
Note 23	Paielements fondés sur des actions	126
Note 24	Transactions avec des parties liées	129
Note 25	Rémunération des dirigeants	130
Note 26	Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	130
Note 27	Litiges et concurrence	131
Note 28	Événements postérieurs à la clôture	136
Note 29	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	137
Note 30	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	137



RAPPORT D'ACTIVITÉ



I.1	Évolution de l'activité et du résultat des opérations	3	I.4	Évolution de l'endettement financier net	13
I.2	Évolution des activités du Groupe	5	I.5	Autres postes de l'état de situation financière	16
I.3	Autres éléments du compte de résultat	12	I.6	Comptes sociaux	17
			I.7	Perspectives	18

Le **chiffre d'affaires** de 69,9 milliards d'euros est en décroissance brute de -6,4% par rapport au 31 décembre 2014 et en décroissance organique de -8,8%. Ce recul s'explique notamment par la baisse des prix des commodités, la contraction des activités GNL et par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1 en Belgique, que compensent partiellement l'appréciation du dollar face à l'euro et un climat plus favorable en France en dépit de températures très douces à la fin de l'année 2015, l'année 2014 ayant été particulièrement chaude.

L'**EBITDA**⁽¹⁾ s'élève à 11,3 milliards d'euros, en recul de -7,2% en brut et de -9,1% en organique. Il est impacté par les mêmes éléments que ceux du chiffre d'affaires, et compensés également par des mises en service de nouveaux actifs et par la poursuite des actions de performance sur les coûts.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**⁽¹⁾ est en décroissance brute de -11,6% et organique de -13,8% pour atteindre 6,3 milliards d'euros. L'évolution est en ligne avec celle de l'EBITDA.

Le **résultat net part du Groupe**⁽¹⁾ s'élève à -4,6 milliard d'euros, pénalisé par des pertes de valeur pour un montant de -8,7 milliards d'euros et en diminution de -7,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2014. En 2014 le résultat bénéficiait des gains de réévaluation liés à la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) et la perte d'influence notable dans les intercommunales wallonnes.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**⁽²⁾, à 2,6 milliards d'euros, est en diminution de -0,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre

2014. La baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est partiellement compensée par une charge d'impôt et des charges financières récurrentes moins élevées.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 9,8 milliards d'euros, en hausse de 1,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette amélioration s'explique notamment par la variation favorable du BFR pénalisé en 2014 par l'impact temporaire de l'évolution du prix des commodités sur les appels de marge, et par de moindres décaissements d'intérêts en lien avec la baisse du coût moyen de la dette, que compense partiellement le recul de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

La **dette nette** s'établit à 27,7 milliards d'euros à fin décembre 2015 et augmente de 0,2 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2014 sous l'effet (i) des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (5,7 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,4 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros), de l'effet de change lié à la dépréciation de l'euro face aux principales devises (0,5 milliard d'euros), ainsi que des décaissements liés aux impôts (1,7 milliard d'euros) et aux intérêts sur dette nette décaissés (0,8 milliard d'euros) (ii) compensé par la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (10,9 milliards d'euros) et la variation favorable du BFR (1,2 milliard d'euros).

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 consolidées ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1.1 des notes aux comptes consolidés).

(2) Une convention entre l'État belge, ENGIE et Electrabel ayant été conclue le 30 novembre 2015, la charge relative à la contribution nucléaire a été reclassée au résultat récurrent (cf. Note 10 des notes aux comptes consolidés).

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

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	69 883	74 686	-6,4%	-8,8%
EBITDA	11 262	12 133	-7,2%	-9,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 935)	(4 977)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156	-11,6%	-13,8%

Le chiffre d'affaires du Groupe ENGIE au 31 décembre 2015 s'établit à 69,9 milliards d'euros, en baisse de -6,4% par rapport au 31 décembre 2014. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -8,8%.

Les effets de périmètre ont un impact net négatif de -48 millions d'euros, provenant essentiellement des cessions et déconsolidations d'activités réalisées dans la branche Énergie Europe en 2014 et en 2015 (-82 millions d'euros), en Amérique Centrale au second semestre 2014 dans la branche Energy International (-214 millions d'euros), ainsi que dans la branche Énergie Services en 2015 (-97 millions d'euros), notamment la cession de l'activité de négoce *oil* en Italie. Ces effets sont partiellement compensés par l'acquisition de Solairedirect au second semestre 2015 (+33 millions d'euros), par les acquisitions réalisées dans la branche Énergie Services (+286 millions d'euros), notamment l'acquisition d'Ecova aux États-Unis, de Lend Lease FM au Royaume-Uni, de Keppel FMO à Singapour et de Lahmeyer en

Allemagne, ainsi que de la consolidation en intégration globale de GTT au sein de la branche Global Gaz & GNL fin février 2014 (+35 millions d'euros).

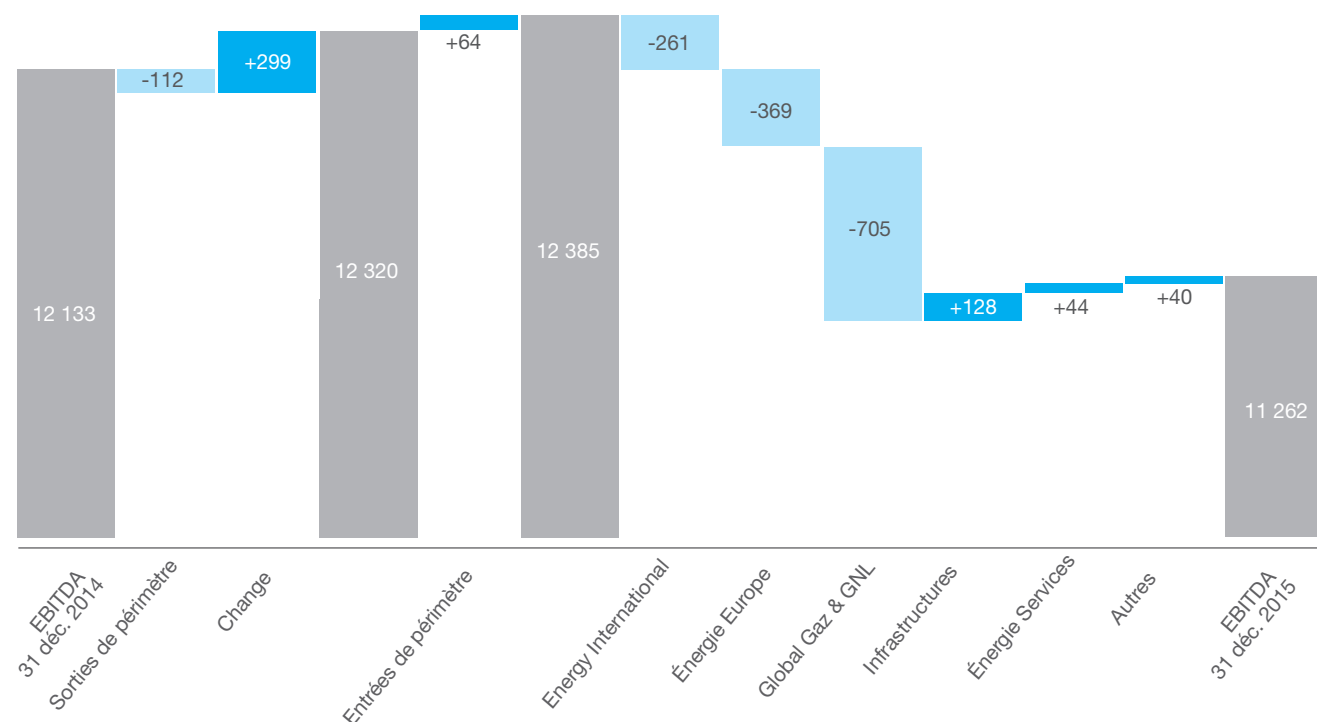
Les effets de change impactent positivement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de +1 969 millions d'euros et reflètent principalement la dépréciation de l'euro vis-à-vis du dollar américain, de la livre sterling et du baht thaïlandais, en partie compensée par la dépréciation du réal brésilien et de la couronne norvégienne face à l'euro.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en croissance dans la branche Infrastructures, en léger recul dans les branches Energy International et Énergie Services, et en recul significatif dans les branches Énergie Europe et Global Gaz & GNL.

L'EBITDA diminue de -7,2% pour s'établir à 11,3 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de -9,1%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les sorties de périmètre ont un impact négatif de -112 millions d'euros, et proviennent principalement des cessions et déconsolidations d'activités de production d'électricité en France, en Italie et en Amérique Centrale, ainsi que de cessions d'actifs dans les activités d'exploration-production. A contrario, les entrées de périmètre s'élèvent à +64 millions d'euros et proviennent essentiellement des acquisitions dans la branche Énergie Services.

Les impacts de change s'élèvent à +299 millions d'euros, essentiellement du fait de la dépréciation de l'euro vis-à-vis du dollar américain, de la livre sterling et du baht thaïlandais, en partie compensés par la dépréciation du réal brésilien et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -1 123 millions d'euros (-9,1%) et affiche une décroissance de -1 373 millions d'euros (-10,8%) une fois retraitée des effets de la température en France. Au-delà des effets positifs de Perform 2015 et du plan de réaction rapide dans chacune des branches, cette évolution s'explique comme suit :

- l'EBITDA de la branche Energy International s'établit à 3 589 millions d'euros et affiche une décroissance organique de -6,8%. Cette évolution reflète principalement (i) une performance en recul des activités de production électrique sur les marchés matures (États-Unis, Australie et Royaume-Uni) et des activités GNL, et (ii) des maintenances programmées en Thaïlande. Cette évolution négative a toutefois été partiellement compensée par l'amélioration de la performance, principalement au Brésil malgré des conditions hydrologiques plus défavorables, au Pérou, et dans l'activité de commercialisation en Australie ;
- pour la branche Énergie Europe, l'EBITDA s'établit à 1 612 millions d'euros, en décroissance organique de -18,6%, du fait principalement de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et de l'arrêt de Doel 1, de la baisse des prix moyens de vente sur les marchés de l'électricité et de l'impact défavorable des conditions de marché sur les ventes de GNL et ce, malgré les effets favorables de renégociation de contrats d'approvisionnement, de conditions de température moins défavorables sur les ventes de gaz en France et de dommages et intérêts de retard reçus dans le cadre de deux projets de centrale à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas ;

- la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 1 625 millions d'euros, en décroissance organique de -30,5%, reflétant l'impact de la chute des prix du pétrole, du gaz sur les marchés d'Europe et d'Asie et une moindre activité GNL du fait notamment de l'interruption des approvisionnements à partir du Yémen depuis le mois d'avril 2015. Ces effets sont partiellement compensés par une hausse de la production des activités d'exploration-production du fait des mises en service réalisées au cours de l'année 2014 ;
- l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 402 millions d'euros, est en croissance organique de +3,9% par rapport au 31 décembre 2014, en raison de températures plus favorables en 2015 et des hausses tarifaires, compensées partiellement par la baisse des volumes et des revenus annexes issus des services de JTS (*Joint Transport Storage*) et des achats/ventes de gaz pour maintenir les performances techniques des stockages ;
- la branche Énergie Services enregistre un EBITDA de 1 227 millions d'euros en croissance organique de +3,9%.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 6,3 milliards d'euros, en décroissance organique de -13,8% par rapport à l'année dernière. Cet agrégat connaît des évolutions par branche comparables à celles de l'EBITDA.

I.2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

I.2.1 Branche Energy International

31 déc. 2015						
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	14 534	3 683	2 684	4 450	2 872	846
EBITDA	3 589	1 439	803	751	341	371
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(993)	(355)	(219)	(314)	(83)	(16)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 596	1 084	585	437	259	355

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

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	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	13 977	3 818	2 740	3 782	2 957	679	+4,0%	-3,8%
EBITDA	3 716	1 343	857	956	380	298	-3,4%	-6,8%
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	-5,4%	-7,9%

(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 14 534 millions d'euros, en hausse brute de +4,0% et en baisse organique de -3,8%. Ces mouvements reflètent d'une part l'impact des effets de périmètre (-216 millions d'euros) et l'évolution des taux de change (+1 354 millions d'euros, essentiellement imputables à l'appréciation du dollar américain, mais également à la livre sterling et au baht thaïlandais), et d'autre part une baisse organique. Celle-ci résulte principalement de la baisse des prix et des volumes des activités de génération sur les marchés matures et en Turquie, compensée partiellement par une progression de l'activité de commercialisation aux États-Unis et en Australie et la mise en service d'actifs en Amérique latine et dans la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA).

L'EBITDA s'élève à 3 589 millions d'euros et enregistre une baisse brute de -3,4% (variation organique de -6,8%), après prise en compte de l'impact des effets de périmètre (-160 millions d'euros) et des fluctuations des taux de change (+294 millions d'euros). La variation organique reflète principalement (i) une performance en recul des activités de production électrique sur les marchés matures (États-Unis, Australie et Royaume-Uni) et des activités GNL, et (ii) des maintenances programmées en Thaïlande. Cette évolution négative a toutefois été partiellement compensée par l'amélioration de la performance, principalement au Brésil malgré des conditions hydrologiques plus défavorables, au Pérou, et dans l'activité de commercialisation en Australie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 2 596 millions d'euros, en diminution brute de -5,4% et en baisse organique de -7,9%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique Latine

Le chiffre d'affaires de la région Amérique latine est en baisse brute de -3,5% à 3 683 millions d'euros, et en augmentation organique de +3,5%, reflétant un effet de change négatif (la forte dépréciation du real brésilien ayant été partiellement compensée par l'appréciation du dollar américain) associé à l'impact de la cession de l'ensemble des actifs en Amérique centrale en décembre 2014.

Au Brésil, la progression des ventes s'explique par l'augmentation du prix moyen des ventes, notamment due à l'indexation sur l'inflation, et par la mise en service progressive du complexe hydroélectrique de Jirau. Le Pérou connaît une évolution positive grâce aux nouveaux contrats de vente d'électricité principalement liés à la centrale hydroélectrique de Quitaracsa (mise en service en octobre 2015). Au Chili en revanche, l'activité enregistre un léger recul, principalement sous l'effet de la baisse des tarifs liée à l'indexation sur les prix des combustibles. Les ventes d'électricité restent stables à 56,1 TWh tandis que les ventes de gaz sont en augmentation de +0,3 TWh et s'établissent à 9,8 TWh.

L'EBITDA atteint 1 439 millions d'euros, enregistrant une hausse organique de +12,3%. Cette évolution s'explique principalement par :

- une meilleure performance au Brésil, malgré les conditions hydrologiques plus défavorables qui ont affecté l'ensemble du système. Pour Tractebel Energia, cette meilleure performance tient à l'augmentation du prix moyen des contrats bilatéraux, liée essentiellement à l'inflation, associée à des résultats positifs sur le marché *spot*. En outre, l'EBITDA a bénéficié de la mise en service du complexe hydroélectrique de Jirau ;
- une évolution positive au Pérou, principalement due à une augmentation des ventes d'électricité grâce à de nouveaux contrats liés pour l'essentiel à la centrale hydroélectrique de Quitaracas ; et
- des résultats en hausse pour E-CL ; la baisse des tarifs liée à l'indexation sur les prix des combustibles a été plus que compensée par des coûts moins élevés en raison de la dépréciation de la monnaie locale.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 1 084 millions d'euros, en variation organique de +16,1% principalement grâce à la hausse de l'EBITDA.

Asie-Pacifique

Le chiffre d'affaires de la région Asie-Pacifique atteint 2 684 millions d'euros, en baisse brute de -2,0% et en repli organique de -10,6%. L'activité de Glow IPP en Thaïlande a enregistré une baisse liée à de la maintenance programmée et à une demande plus faible. Les centrales charbon en Australie ont été affectées par un recul des prix du marché, notamment au premier semestre de l'année, en raison du retrait de la taxe carbone le 1^{er} juillet 2014. Cette évolution a toutefois été partiellement compensée par la croissance du chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation en Australie, qui reflète une augmentation du nombre de clients et une consommation plus forte en raison du froid hivernal.

Les ventes d'électricité accusent une baisse de -1,5 TWh et s'établissent à 41,3 TWh, l'augmentation des volumes en Australie (+1,0 TWh) ne compensant que partiellement la diminution de -2,5 TWh en Thaïlande. Les ventes de gaz naturel progressent de +0,6 TWh et s'élèvent à 4,3 TWh.

L'EBITDA atteint 803 millions d'euros, en baisse brute de -6,2% et en recul organique de -15,3%, principalement du fait d'une performance plus faible des centrales thermiques en Australie, qui ont été affectées par des conditions de marché difficiles, d'une disponibilité moins grande des centrales thaïlandaises Gheco One et Glow IPP en raison d'importants arrêts de production pour maintenance programmée, et de l'impact négatif des prix toujours bas du pétrole sur les marges de distribution du gaz. Cette évolution a été partiellement compensée par la bonne performance des centrales thermiques en Indonésie et par la croissance de l'activité de commercialisation en Australie.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, à 585 millions d'euros, enregistre une variation organique de -18,1%, reflétant globalement l'évolution de l'EBITDA.

Amérique du Nord

Le chiffre d'affaires de la région Amérique du Nord atteint 4 450 millions d'euros, en hausse brute de +17,6% du fait de l'affaiblissement de l'euro face au dollar. En revanche, il reste inchangé sur une base organique. Cette stabilité organique s'explique par une hausse des volumes de ventes de GNL à des tiers, des prix plus élevés pour les volumes de ventes aux clients finaux aux États-Unis et une augmentation des volumes de production, qui ont compensé la baisse des prix du gaz et de l'électricité.

Les ventes d'électricité atteignent 72,0 TWh, en hausse de +7,1 TWh du fait de l'augmentation des volumes produits et de l'activité de commercialisation aux États-Unis.

Les ventes de gaz naturel hors Groupe atteignent 39,7 TWh, en hausse de +8,0 TWh en raison de l'augmentation des ventes de GNL à des tiers et de la croissance de la commercialisation de gaz au Mexique.

L'EBITDA atteint 751 millions d'euros, en variation organique de -23,0%. Cette évolution est due à une baisse des marges sur les cargaisons GNL et à l'impact d'éléments ponctuels (négatif cette année et positif l'an dernier). Ces facteurs ont été compensés en partie par des revenus de capacités plus importants aux États-Unis, et les effets de mise en service au Mexique. La variation brute de l'EBITDA de -21,5% est impactée par le transfert de l'activité relative au contrat Yemen LNG vers la branche Global Gaz & GNL.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence atteint 437 millions d'euros, en variation organique de -33,5%, principalement sous l'effet des variations de l'EBITDA.

Royaume-Uni - Turquie

Le chiffre d'affaires de la région Royaume-Uni - Turquie atteint 2 872 millions d'euros, en recul brut de -2,9% et en baisse organique de -13,1%. La baisse des prix de l'électricité a entraîné une baisse des volumes de production pour l'ensemble des actifs au Royaume-Uni et en Turquie. Le chiffre d'affaires de l'activité de commercialisation au Royaume-Uni enregistre une baisse due à la diminution des prix du gaz et des volumes de ventes d'électricité. Ces effets négatifs ont été légèrement compensés par des volumes de ventes de gaz plus élevés en Turquie.

Les ventes d'électricité s'établissent à 26,1 TWh, en baisse de -4,0 TWh, principalement du fait d'une diminution des volumes produits par les actifs thermiques au Royaume-Uni due à une contraction des *spreads*. Les ventes de gaz sont en augmentation de +7,0 TWh, à 42,1 TWh, en raison de volumes de transport plus élevés en Turquie.

L'EBITDA atteint 341 millions d'euros, en variation organique de -17,5%. La détérioration de la performance des installations de production au Royaume-Uni résultant d'une contraction des *spreads* a été atténuée par les résultats positifs en Turquie et les initiatives de réduction des coûts. En outre 2015 a bénéficié d'éléments ponctuels positifs.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 259 millions d'euros, en décroissance organique de -12,9%, principalement en raison du recul de l'EBITDA, légèrement compensé par une baisse des amortissements due à la comptabilisation de pertes de valeur de certains actifs en décembre 2014.

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 846 millions d'euros, en croissance brute de +24,5% du fait de l'affaiblissement de l'euro face au dollar, et en variation organique de +5,6%. Cette croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'Uch II au Pakistan en avril 2014 et par des volumes et des prix plus élevés pour Meenakshi Phase I en Inde.

Les ventes d'électricité s'établissent à 8,5 TWh, en recul de -0,2 TWh par rapport à l'année dernière, principalement en raison d'une

production plus faible de la centrale d'Al Kamil à Oman, dont l'effet est compensé par les productions d'Uch II et de Meenakshi Phase I.

L'EBITDA atteint 371 millions d'euros, en variation organique de +5,6%. Cette hausse provient principalement de la mise en service d'Uch II et de Tarfaya, de la meilleure performance de Meenakshi Phase I, ainsi que de l'augmentation des marges des activités d'exploitation et de maintenance au Moyen-Orient.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 355 millions d'euros, en variation organique de +4,9%. Cette hausse s'explique par les mêmes facteurs que celle de l'EBITDA.

I.2.2 Branche Énergie Europe

	31 déc. 2015			31 déc. 2014			Variation brute en %	Variation organique en %
	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe		
<i>En millions d'euros</i>								
Chiffre d'affaires	32 011	26 859	5 143	35 158	29 285	5 873	-9,0%	-8,8%
EBITDA	1 612	1 536	293	2 015	1 602	585	-20,0%	-18,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 025)	(817)	(196)	(1 107)	(909)	(195)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	587	718	97	908	692	390	-35,3%	-33,2%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

<i>En TWh</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %
Ventes de gaz	485,2	605,8	-19,9%
Ventes d'électricité	165,4	159,9	+3,5%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Europe s'établit à 32 011 millions d'euros, en baisse de -9,0% en brut et de -8,8% en organique. Cette baisse résulte principalement de l'arrêt de trois centrales nucléaires en Belgique (Doel 3 du 26 mars 2014 au 21 décembre 2015, Tihange 2 du 26 mars 2014 au 14 décembre 2015 et de Doel 1 du 15 février 2015 au 30 décembre 2015), ainsi que de la baisse des volumes de ventes de gaz, notamment en France et en Italie, en partie compensées par les impacts positifs du climat en France (année 2015 moins chaude que l'année 2014). Les ventes de gaz atteignent 485,2 TWh dont 54,1 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 165,4 TWh. À fin décembre 2015, la branche sert plus de 12,7 millions de clients en gaz et près de 6,1 millions en électricité.

L'EBITDA de la branche s'élève à 1 612 millions d'euros, en baisse de -20,0% en brut et de -18,6% en organique. L'année 2015 a été pénalisée par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1, la baisse des prix moyens de vente sur les marchés de l'électricité et l'impact défavorable des conditions de marché sur les ventes de GNL. Ces effets sont en partie compensés par des conditions de température moins défavorables sur les ventes de gaz en France, l'impact positif de renégociation de contrats d'approvisionnement et de dommages et intérêts de retard reçus dans le cadre de deux projets de centrale à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

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 malgré la baisse des dotations aux amortissements.

Central Western Europe (CWE)

Le chiffre d'affaires contributif de CWE s'établit à 26 859 millions d'euros, en baisse de -8,3% en brut et de -8,1% en organique. Cette baisse s'explique principalement par l'arrêt de trois centrales nucléaires en Belgique, et par la diminution des volumes de ventes de gaz en France.

L'EBITDA de CWE régresse de -4,1% en brut à 1 536 millions d'euros, principalement du fait des éléments explicatifs du chiffre d'affaires précédemment cités, partiellement compensés par l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du Groupe et par un effet température favorable en France.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est néanmoins en hausse (+3,8% en brut, à 718 millions d'euros), du fait de la baisse des dotations aux amortissements en Belgique, au Luxembourg et en France.

RAPPORT D'ACTIVITÉ

I.2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

CWE FRANCE

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	12 494	13 698	-8.8%	-7.2%
EBITDA	624	627	-0.6%	+27.4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(359)	(380)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	265	247	+7.4%	+61.6%

VOLUMES VENDUS PAR LE PAYS

En TWh	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	174,1	203,5	-14,4%
Ventes d'électricité	49,6	46,3	+7,3%

(1) Données contributives branche.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(6,6)	(21,7)	15,1

À fin décembre 2015, le **chiffre d'affaires** contributif de la France s'établit à 12 494 millions d'euros, en baisse de -8,8% en brut et de -7,2% en organique, du fait d'un effet volume négatif sur les ventes de gaz principalement sur le segment des professionnels et d'un effet prix négatif commun aux segments des professionnels et des particuliers. Ces impacts négatifs sont en partie compensés par l'impact positif de la différence de climat entre 2014 et 2015 et le développement des ventes d'électricité aux clients finaux.

Les ventes de gaz naturel baissent de -29,4 TWh, malgré un climat moins chaud qu'en 2014 (+15,1 TWh), suite à la perte de clients liée à la pression concurrentielle sur le segment des grands comptes, ainsi qu'à la fin des tarifs réglementés sur le segment des professionnels. ENGIE maintient une part de marché d'environ 77% sur le marché des particuliers et d'environ 31% sur le marché d'affaires. Les ventes

d'électricité augmentent par rapport à 2014 et poursuivent leur développement aussi bien pour les ventes aux clients finaux que pour les ventes profilées sur les segments des professionnels et des grands comptes.

L'**EBITDA** s'établit à 624 millions d'euros, en croissance organique de +27,4% et en décroissance brute de -0,6%, soit un recul de -3 millions d'euros s'expliquant par la baisse des volumes vendus et par le transfert des droits de tirages nucléaires relatifs à Chooz B et Tricastin à CWE Benelux-Allemagne (-142 millions d'euros), compensés par l'impact positif du climat (+151 millions d'euros) et par des efforts de performance sur les coûts.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'améliore sous l'influence des dotations aux amortissements.

CWE BENELUX - ALLEMAGNE

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 620	9 964	-3,5%	-5,3%
EBITDA	611	497	+22,9%	+7,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(428)	(470)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	182	27	NA	NA

Pour l'année 2015, le **chiffre d'affaires** de Benelux-Allemagne s'établit à 9 620 millions d'euros, en baisse de -3,5% en brut et de -5,3% en organique par rapport à l'année 2014. Les volumes de ventes d'électricité et de gaz sont en baisse sous l'effet de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2, de l'arrêt de Doel 1, et de la baisse des volumes de ventes sur le segment des grands comptes compensés partiellement par le transfert des droits de tirages nucléaires de CWE France relatifs à Chooz B et Tricastin.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité sont en recul (-9,7 TWh), principalement en raison de la baisse des ventes sur les

marchés de gros. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers restait stable, à 47% à fin décembre. Aux Pays-Bas et en Allemagne, les ventes d'électricité sont en hausse (+1,9 TWh et +1,2 TWh respectivement).

Les ventes de gaz naturel sont en baisse en Benelux-Allemagne (-11,1 TWh, -12%), du fait de moindres ventes sur les marchés et sur le segment des grands comptes. Sur le marché des particuliers en Belgique, la part de marché se stabilise autour de 44%.

L'EBITDA de Benelux-Allemagne s'établit à 611 millions d'euros, en hausse de +22,9% en brut et de +7,0% en organique du fait notamment de dommages et intérêts pour retard reçus dans le cadre de deux projets de centrale à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas, mais

pénalisé par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la hausse de l'EBITDA, soutenu également par de moindres dotations nettes aux amortissements.

SOUTHERN & EASTERN EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 143	5 873	-12,4%	-12,2%
EBITDA	293	585	-50,0%	-49,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(196)	(195)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	97	390	NA	NA

Southern & Eastern Europe voit son **chiffre d'affaires** baisser de -12,4% en brut et de -12,2% en organique à 5 143 millions d'euros, principalement en Italie (baisse des volumes de gaz vendus) et, dans une moindre mesure, en Hongrie, partiellement compensée par une hausse en Pologne.

la mauvaise performance de l'Italie, notamment du fait d'effets prix négatifs.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence suit la baisse observée au niveau de l'EBITDA.

L'EBITDA de Southern & Eastern Europe diminue de -50,0% en brut et -49,6% en organique à 293 millions d'euros, pénalisé principalement par

I.2.3 Branche Global Gaz & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 246	6 883	-38,3%	-42,0%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	5 993	9 551	-37,3%	
EBITDA	1 625	2 225	-27,0%	-30,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 090)	(1 162)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	535	1 064	-49,7%	-54,6%

Le **chiffre d'affaires** contributif au 31 décembre 2015 s'élève à 4 246 millions d'euros, globalement en baisse de -38,3% par rapport à fin décembre 2014 et en recul organique de -42,0%.

Les ventes externes de GNL sont en baisse de -47,8 TWh, soit 71,4 TWh totalisant 86 cargaisons à fin décembre 2015 contre 119,2 TWh totalisant 142 cargaisons à fin décembre 2014, et subissent l'impact défavorable de la baisse des prix de vente du GNL en Europe et en Asie avec des prix de vente de GNL maintenant très proches des prix européens aux coûts de *shipping* près.

L'évolution du chiffre d'affaires contributif s'explique principalement par la chute des prix du pétrole et du gaz sur les marchés d'Europe et d'Asie réduisant fortement les opportunités d'arbitrage de l'activité GNL en 2015 et du fait également de l'interruption des approvisionnements à partir de l'Égypte dès le mois de janvier 2015 et du Yémen depuis avril 2015.

Au 31 décembre 2015, l'EBITDA de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 1 625 millions d'euros en baisse brute de -27,0% et organique de -30,5% par rapport à fin décembre 2014, pour les raisons évoquées ci-dessus.

Pour l'exploration-production, l'effet prix défavorable est en partie compensé par la hausse de 3,6 Mbep de la production totale d'hydrocarbures (59,1 Mbep à fin décembre 2015 versus 55,5 Mbep à fin décembre 2014) grâce au redémarrage de la production de l'actif norvégien Njord en juillet 2014 et aux contributions des mises en service courant 2014 des champs d'Amstel aux Pays-Bas (février) et de Gudrun en Norvège (avril).

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élève à 535 millions d'euros à fin décembre 2015, globalement en recul brut de -49,7% et en organique de -54,6%.

I.2.4 Branche Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 055	2 994	+2,0%	+2,0%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 608	6 812	-3,0%	
EBITDA	3 402	3 274	+3,9%	+3,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 330)	(1 280)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 072	1 994	+3,9%	+4,0%

Le chiffre d'affaires total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 608 millions d'euros, en baisse de -3,0% par rapport à 2014, du fait :

- de la baisse des opérations d'achats/ventes de gaz chez Storengy pour maintenir les performances techniques des stockages (faiblesse des *spreads* été/hiver) et de revenus annexes chez GRTgaz et Storengy, liée aux prestations de JTS (*Joint Transport Storage*) et de *market coupling* (du fait d'un *spread* PEG Nord/Sud très faible) ;
- et ce malgré les effets :
 - d'une hausse des quantités acheminées par GRDF en raison d'un climat plus froid en 2015 qu'en 2014 (+19,9 TWh⁽¹⁾),
 - de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+3,9% au 1^{er} juillet 2015 et +4,1% au 1^{er} juillet 2014) et celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+2,5% au 1^{er} avril 2015 et +3,9% au 1^{er} avril 2014) en France,
 - d'une meilleure commercialisation des capacités de stockage en France associée aux mises en service de nouvelles cavités en Allemagne (Peckensen 4 et 5) et au Royaume-Uni (Stublach).

Dans ce contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 3 055 millions d'euros en légère hausse de +2,0% par rapport à 2014. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés et ce malgré la baisse des opérations d'achats/ventes de gaz chez Storengy.

L'EBITDA de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 402 millions d'euros, en hausse de +3,9% par rapport à l'année précédente grâce à un effet climatique favorable (+19,9 TWh) et à des hausses tarifaires en partie compensées par une baisse des volumes et des revenus issus des services de JTS et des achats/ventes de gaz de performance.

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 2 072 millions d'euros soit +3,9% par rapport à 2014 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse (+3,7%) du fait des mises en service 2014 de GRDF et GRTgaz.

I.2.5 Branche Énergie Services

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	16 001	15 673	+2,1%	-0,4%
EBITDA	1 227	1 127	+8,9%	+3,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(373)	(335)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	854	791	+7,9%	+2,4%

Le chiffre d'affaires de la branche Énergie Services s'établit à 16 001 millions d'euros au 31 décembre 2015, soit une variation brute de +2,1%, portée par les acquisitions réalisées au second semestre 2014 de Lend Lease FM au Royaume-Uni, Ecova aux États-Unis, Keppel FMO à Singapour et Lahmeyer en Allemagne compensée essentiellement par la cession de l'activité de négoce *oil* en Italie, pour un total net de +189 millions d'euros, et des effets de change favorables pour +148 millions d'euros au Royaume-Uni et +59 millions d'euros en Suisse.

La variation organique du chiffre d'affaires ressort à -0,4% et s'explique principalement par les baisses d'activités de maintenance dans le

secteur *oil & gas* en Mer du Nord consécutives à la chute du prix du pétrole brut et les baisses d'activité dans les Services en France et en Europe du Sud liées à la baisse des investissements des collectivités publiques et à l'absence de redémarrage des investissements des entreprises.

Cette baisse est partiellement compensée par la hausse des ventes de chaleur des réseaux et des cogénérations liée au retour à un climat moins chaud en 2015, après un climat exceptionnellement doux en 2014, et la bonne tenue des activités d'Ingénierie.

(1) -32,1 TWh de climat chaud en 2014 et -12,2 TWh de climat chaud en 2015.

L'EBITDA de la branche Énergie Services s'établit à 1 227 millions d'euros, en hausse brute de +8,9%, notamment du fait des acquisitions citées précédemment. La croissance organique ressort à +3,9% et s'explique pour l'essentiel par les éléments suivants :

- l'impact favorable du climat et des gains de performance sur les activités de réseaux en France ;
- l'amélioration des marges des activités de services en France ;
- les mises en service de nouvelles installations en France.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- des éléments ponctuels favorables en 2014 ;

- la baisse des activités pour le secteur *oil & gas* en Mer du Nord ;
- les difficultés rencontrées en Espagne et sur les marchés d'installation en Europe Centrale.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 854 millions d'euros, en croissance brute de +7,9% et en croissance organique de +2,4%. Cette tendance suit l'évolution de l'EBITDA corrigée de l'augmentation des charges d'amortissements suite à la mise en service de nouvelles installations dans les Services et les Réseaux de chaleur en France et au Royaume-Uni.

I.2.6 Autres

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	(194)	(225)	+13,8%	+17,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(125)	(121)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(319)	(346)	+7,9%	+12,2%

Au 31 décembre 2015, l'EBITDA de la branche Autres (-194 millions d'euros) est en amélioration par rapport à 2014 et reflète notamment les effets favorables du plan Perform 2015.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence en 2015 est en amélioration principalement du fait d'un meilleur EBITDA.

I.3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 326	7 156	-11.6%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(261)	(298)	
Pertes de valeur	(8 748)	(1 037)	
Restructurations	(265)	(167)	
Effets de périmètre	(46)	562	
Autres éléments non récurrents	(248)	353	
Résultat des activités opérationnelles	(3 242)	6 569	NA
Résultat financier	(1 547)	(1 876)	
Impôts sur les bénéfices	(324)	(1 586)	
RÉSULTAT NET	(5 113)	3 106	NA
dont Résultat net part du Groupe	(4 617)	2 437	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	(496)	669	

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à -3 242 millions d'euros, en recul par rapport au 31 décembre 2014 principalement en raison de la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et de l'impact des pertes de valeur sur *goodwills* et actifs corporels, incorporels et financiers.

Le Groupe a constaté au 31 décembre 2015 des pertes de valeur de 2 628 millions d'euros sur les *goodwills*, 5 731 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 402 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portent principalement sur les branches Global Gaz & GNL, Energy International et Énergie Europe. Compte tenu des effets d'impôt différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'incidence de ces pertes de valeurs sur le résultat net part du Groupe s'élève à 6 761 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 7.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés.

En 2014, le Groupe avait constaté des pertes de valeur pour 1 037 millions d'euros se répartissant essentiellement entre les branches Global Gaz & GNL (362 millions d'euros), Energy International (306 millions d'euros) et Énergie Europe (291 millions d'euros).

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières qui a un impact négatif de -261 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 -298 millions d'euros au 31 décembre 2014. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions, partiellement compensés par des effets nets positifs liés au débouclage de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2014 ;
- des charges de restructuration de -265 millions d'euros, contre -167 millions d'euros au 31 décembre 2014, dont -47 millions d'euros de coûts externes liés au changement de la marque corporate du Groupe ;

- des «Effets de périmètre» (résultats de cessions d'entités consolidés ou gains de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à -46 millions d'euros contre +562 millions au 31 décembre 2014 (correspondant principalement aux gains de réévaluation comptabilisés sur GTT suite à sa prise de contrôle et sur les intercommunales wallonnes en raison de la perte d'influence notable) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -248 millions d'euros comprenant notamment la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de reconstitution de site sur une centrale contre +353 millions d'euros au 31 décembre 2014 qui correspondaient essentiellement à la plus-value de cession des participations dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes.

L'amélioration du résultat financier (-1 547 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre -1 876 millions d'euros au 31 décembre 2014) résulte de la diminution du coût de la dette de +100 millions d'euros principalement du fait de la baisse du coût moyen de la dette brute, ainsi que de l'impact positif de la baisse des charges non récurrentes pour un montant de +216 millions d'euros par rapport à 2014 (correspondant à la variation de juste valeur des dérivés non qualifiés pour +104 millions d'euros et à l'impact des restructurations de la dette pour +99 millions d'euros).

La charge d'impôt 2015 s'établit à -324 millions d'euros (contre -1 586 millions d'euros en 2014). Elle comprend un produit d'impôt de 1 110 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre 659 millions d'euros en 2014), qui proviennent essentiellement des pertes de valeur comptabilisées en 2015 sur les actifs corporels et incorporels ainsi que 338 millions d'euros de produit d'impôt différé au Luxembourg. Retraité de ces éléments, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 39,0%, en retrait par rapport au taux d'impôt effectif récurrent de 2014 (42,5%) en raison notamment des effets liés à la reprise de provisions pour risques fiscaux et de la baisse de la contribution nucléaire.

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à -496 millions d'euros, en diminution par rapport au 31 décembre 2014, essentiellement en raison des pertes de valeurs affectant le résultat net des activités d'exploration-production.

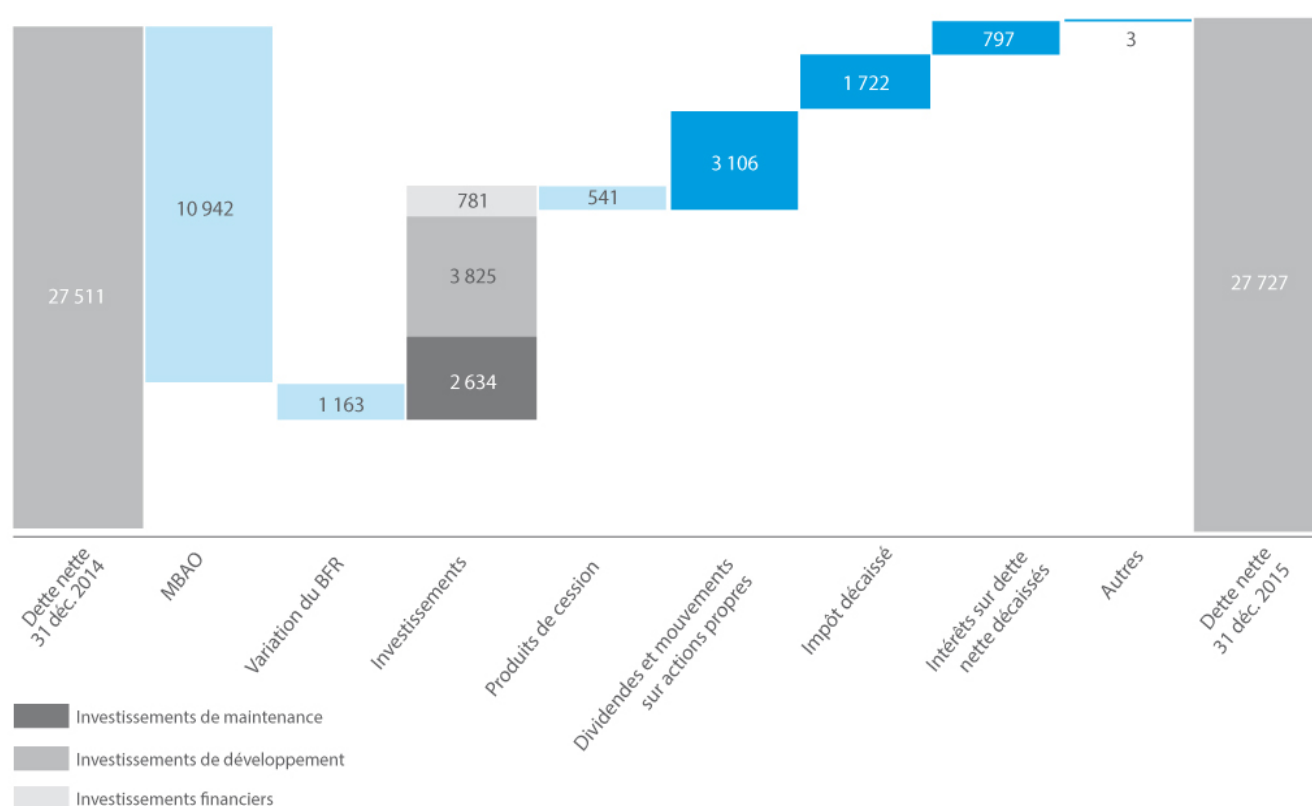
I.4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La dette nette s'établit à 27,7 milliards d'euros à fin décembre 2015 et augmente de 0,2 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2014 sous l'effet (i) des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (5,7 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,4 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros), de l'effet de change lié à la dépréciation de l'euro face aux

principales devises (0,5 milliard d'euros), ainsi que des décaissements liés aux impôts (1,7 milliard d'euros) et aux intérêts sur dette nette décaissés (0,8 milliard d'euros) (ii) compensé par la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (10,9 milliards d'euros) et la variation favorable du BFR (1,2 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 2015 à 2,46 :

En millions d'euros

	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Endettement financier net	27 727	27 511
EBITDA	11 262	12 133
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,46	2,27

I.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 10 942 millions d'euros au 31 décembre 2015, en baisse de 829 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2014.

L'évolution de la MBAO suit celle de l'EBITDA amplifiée de la variation nette des dotations aux provisions.

I.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact positif 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 7 240 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 781 millions d'euros. Ces investissements proviennent principalement de l'acquisition de Solairedirect pour 176 millions d'euros et de diverses sociétés dans la branche Services pour 118 millions d'euros, des augmentations de capital ou prêts réalisés dans des sociétés mises en équivalence pour 327 millions d'euros (principalement sur les projets Jirau, Nugen, éolien en France et en Belgique, ainsi que des centrales au Moyen-Orient et en Afrique du Sud), des placements de Synatom qui ont augmenté de 153 millions d'euros, ainsi que du remboursement de prêts relatifs aux projets de construction du gazoduc Los Ramones (Mexique) et de la centrale électrique et de dessalement d'eau de mer Marafiq (Arabie Saoudite) pour -152 millions d'euros ;
- des investissements de développement de 3 825 millions d'euros, dont 1 104 millions d'euros sur la branche Energy International dans

le cadre de la construction de centrales et de développement de champs éoliens au Pérou, au Chili, au Brésil et en Inde, 967 millions d'euros sur la branche Global Gaz & GNL pour le développement de champs gaziers au Royaume-Uni, en Indonésie, aux Pays-Bas, en Algérie et en Norvège, ainsi que de 694 millions d'euros sur la branche Infrastructures ;

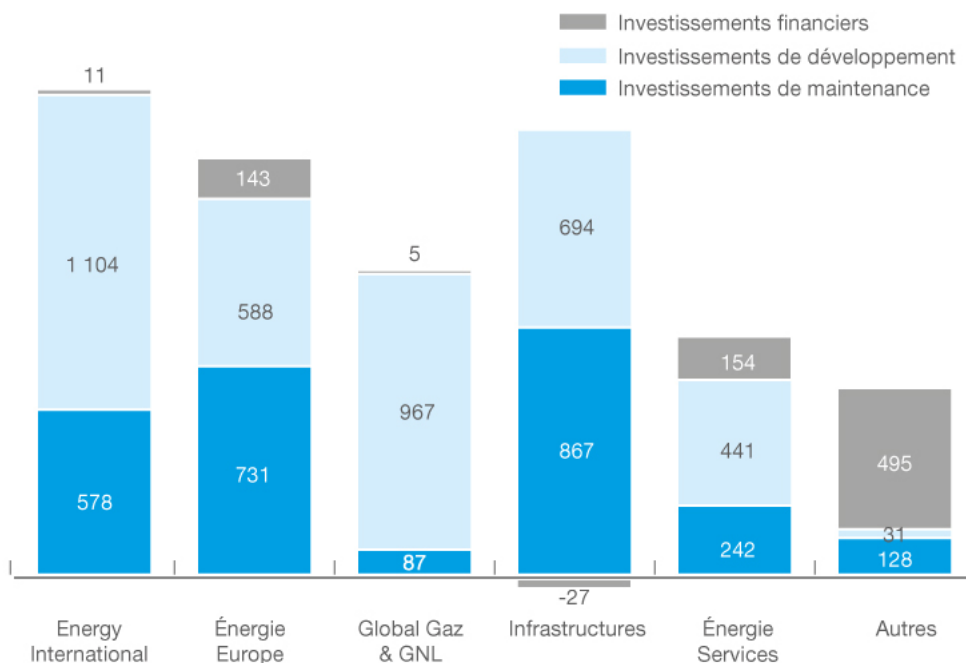
- et des investissements de maintenance de 2 634 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 541 millions d'euros et comprennent des cessions d'intérêts dans des licences d'exploration-production en Indonésie et en Norvège pour 241 millions d'euros ainsi que des cessions de biens immobiliers pour 164 millions d'euros.

Y compris les variations de périmètre liées à ces acquisitions et cessions, les investissements nets s'établissent à 5 746 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 3 106 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 2 392 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2014 (soit 0,50 euro par action) versé en

mai 2015 et à l'acompte sur dividende (soit 0,50 euro par action) versé en octobre 2015 ;

- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 482 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 145 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

I.4.5 Endettement net au 31 décembre 2015

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 67% en euros, 17% en dollars américains et 7% en livres sterling au 31 décembre 2015.

La dette nette est libellée à 83% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,5 ans.

Au 31 décembre 2015, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 14,0 milliards d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	Variation nette
Actifs non courants	101 204	109 998	(8 794)
dont goodwill	19 024	21 222	(2 198)
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	64 001	71 601	(7 600)
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	6 977	7 055	(78)
Actifs courants	59 454	55 306	4 148
Capitaux propres	48 750	55 981	(7 230)
Provisions	18 835	18 539	296
Dettes financières	39 155	38 321	834
Autres passifs	53 917	52 463	1 454

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 64,0 milliards d'euros, en baisse de -7,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette variation résulte pour l'essentiel des dépréciations d'actifs (-5,7 milliards d'euros), des amortissements (-4,7 milliards d'euros), de l'impact des actifs classés comme détenus en vue de la vente (-4,1 milliards d'euros) et des cessions (-0,5 milliard d'euros), partiellement compensés par les investissements de l'année (+6,5 milliards d'euros), et des écarts de conversion (+0,6 milliard d'euros).

Les **goodwills** sont en baisse de -2,2 milliards d'euros à 19,0 milliards d'euros principalement suite aux pertes de valeur comptabilisées (1,7 milliard d'euros) et à l'impact des actifs classés comme détenus en vue de la vente (0,9 milliard d'euros).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 48,8 milliards d'euros, en baisse de -7,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette diminution provient essentiellement du résultat net de la période (-5,1 milliards d'euros), du versement de dividendes en numéraire (-2,9 milliards d'euros), et des autres éléments du résultat global (+0,9 milliard d'euros, principalement des écarts de conversion, les écarts actuariels et les couvertures d'investissement net ou de flux de trésorerie nets d'impôts se compensant à hauteur de 0,2 milliard d'euros).

Les **provisions** sont stables ; la baisse des écarts actuariels sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (-0,4 milliard d'euros), et des provisions pour litiges fiscaux en Australie et au Royaume-Uni (-0,2 milliard d'euros) étant compensés par les impacts de la désactualisation des provisions (+0,6 milliard d'euros).

I.6 COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2015, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 19 891 millions d'euros en retrait de 19% par rapport à 2014, notamment sous l'effet de la baisse des volumes livrés et la baisse des prix de marché.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à -744 millions d'euros contre -1 354 millions d'euros en 2014. Cette amélioration provient principalement de la progression de l'acheminement électricité partiellement compensée par la baisse de la marge énergie, et de la diminution du poste charges de personnel.

Le résultat financier est positif à 1 089 millions d'euros contre 1 589 millions d'euros sur l'exercice 2014. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 2 055 millions d'euros contre 2 297 millions d'euros en 2014, et le coût de la dette qui reste stable à -837 millions d'euros, principalement composé des charges d'intérêts sur les emprunts obligataires.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -617 millions d'euros principalement sous les effets conjoints du résultat

de restructuration des dettes pour -116 millions d'euros, des dépréciations nettes de reprises sur titres (-488 millions d'euros), compensés par des plus-values sur cessions d'immeubles (+52 millions d'euros), la reprise de provision pour renouvellement des immobilisations en concession concernant la Corse (+39 millions d'euros).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 540 millions d'euros contre un produit d'impôt de 378 millions d'euros en 2014 (ces montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 350 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 368 millions d'euros en 2014).

Le résultat net ressort à 268 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 39 903 millions d'euros contre 41 896 millions d'euros à fin 2014, principalement sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire.

Au 31 décembre 2015, les dettes financières, ressortent à 32 388 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 9 158 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 d'ENGIE SA à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Échues	20	112	132	33	94	127
À 30 jours	254	30	284	414	28	442
À 45 jours	141	253	394	8	251	259
À + 45 jours	54	-	54	23	-	23
TOTAL	469	395	864	478	373	851



I.7 PERSPECTIVES

Le Groupe est engagé dans un plan de transformation à 3 ans visant à créer de la valeur et à améliorer son profil de risque. Ce plan s'appuie sur 3 programmes principaux :

- un programme de rotation de portefeuille de 15 milliards d'euros (impact dette nette) sur 2016-2018 qui vise à réduire son exposition aux activités exposées aux prix des commodités par le biais de cessions, de partenariats et/ou de fermetures de sites ;
- un programme d'investissements de 22 milliards d'euros sur 2016-2018 dont 7 milliards d'investissement de maintenance et au moins 500 millions d'euros sur l'innovation, financés principalement par la génération de cash flow opérationnel ; et
- un programme ambitieux de performance baptisé *Lean 2018*, visant des économies récurrentes sur les coûts opérationnels ayant un impact cumulé net sur l'EBITDA de 1 milliard d'euros à horizon 2018.

Pour 2016 ⁽¹⁾, et malgré un contexte de marché difficile caractérisé par la baisse importante et persistante des prix du pétrole, du gaz et de l'électricité, qui continuera de peser sur les résultats du Groupe, le Groupe prévoit un **résultat net récurrent part du Groupe résilient par rapport à 2015 compris entre 2,4 et 2,7 milliards d'euros**. Cet objectif repose sur une fourchette d'estimation d'EBITDA ⁽²⁾ de 10,8 à 11,4 milliards d'euros, hors impact significatif de cessions.

Pour la période 2016-2018, le Groupe prévoit :

- un **ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à 2,5 x ; et
- le maintien d'une notation de catégorie «A».

Au titre des résultats **2015 et 2016**, le Groupe confirme le paiement d'un dividende de 1 euro par action et par an, en numéraire.

Au titre des résultats **2017 et 2018**, le Groupe s'engage à verser un dividende de 0,70 euro par action et par an, en numéraire.

(1) Ces objectif et indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, 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 2015 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2016 : €/€ : 1,10, €/BRL : 4,59.

(2) A compter du 1er janvier 2016, l'EBITDA n'intégrera plus la contribution non récurrente des entreprises mises en équivalence (qui représente en 2015 un montant de -12 millions d'euros).



ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS



Compte de résultat	20	État des variations des capitaux propres	24
État du résultat global	21	État de flux de trésorerie	26
État de situation financière	22		



COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	6.1	69 883	74 686
Achats		(39 308)	(44 160)
Charges de personnel	6.2	(10 168)	(9 779)
Amortissements, dépréciations et provisions	6.3	(5 007)	(4 797)
Autres charges opérationnelles		(11 163)	(11 000)
Autres produits opérationnels		1 617	1 764
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	6	5 854	6 715
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	473	441
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		6 326	7 156
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	7.1	(261)	(298)
Pertes de valeur	7.2	(8 748)	(1 037)
Restructurations	7.3	(265)	(167)
Effets de périmètre	7.4	(46)	562
Autres éléments non récurrents	7.5	(248)	353
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7	(3 242)	6 569
Charges financières		(2 413)	(2 673)
Produits financiers		866	797
RÉSULTAT FINANCIER	8	(1 547)	(1 876)
Impôt sur les bénéfices	9	(324)	(1 586)
RÉSULTAT NET		(5 113)	3 106
Résultat net part du Groupe		(4 617)	2 437
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		(496)	669
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	11	(1,99)	1,00
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	11	(1,99)	0,99

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

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. 2015	31 déc. 2015 Quote-part du Groupe	31 déc. 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2014 ⁽¹⁾	31 déc. 2014 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	31 déc. 2014 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(5 113)	(4 617)	(496)	3 106	2 437	669
Actifs financiers disponibles à la vente	15	(19)	(19)	-	47	47	-
Couverture d'investissement net		(364)	(364)	-	(442)	(442)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	277	263	13	(717)	(702)	(15)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	101	(1)	103	298	234	64
Impôts différés sur éléments ci-dessus	9	(65)	(18)	(47)	182	211	(29)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(162)	(162)	-	(128)	(128)	-
Écarts de conversion		903	799	105	1 835	1 545	290
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		671	498	173	1 075	765	310
Pertes et gains actuariels	19	446	433	13	(1 762)	(1 658)	(105)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	9	(139)	(135)	(4)	516	482	33
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(34)	(34)	-	7	7	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		274	264	9	(1 240)	(1 168)	(72)
RÉSULTAT GLOBAL		(4 168)	(3 855)	(313)	2 941	2 034	907

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	13	7 013	7 569
Goodwills	12	19 024	21 222
Immobilisations corporelles nettes	14	56 988	64 032
Titres disponibles à la vente	15	3 016	2 893
Prêts et créances au coût amorti	15	2 377	2 960
Instruments financiers dérivés	15	4 026	2 733
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	6 977	7 055
Autres actifs	26	503	557
Impôts différés actif	9	1 280	978
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		101 204	109 998
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	731	925
Instruments financiers dérivés	15	10 857	7 886
Clients et autres débiteurs	15	19 349	21 558
Stocks	26	4 207	4 891
Autres actifs	26	9 348	10 049
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 172	1 450
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	9 183	8 546
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	4 607	-
TOTAL ACTIFS COURANTS		59 454	55 306
TOTAL ACTIF		160 658	165 304

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

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. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		43 078	49 548
Participations ne donnant pas le contrôle		5 672	6 433
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	48 750	55 981
Passifs non courants			
Provisions	18	16 804	16 402
Dettes financières	15	28 123	28 024
Instruments financiers dérivés	15	4 216	3 020
Autres passifs financiers	15	237	286
Autres passifs	26	1 108	1 078
Impôts différés passif	9	8 131	9 049
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		58 619	57 859
Passifs courants			
Provisions	18	2 032	2 137
Dettes financières	15	11 032	10 297
Instruments financiers dérivés	15	8 642	5 895
Fournisseurs et autres créanciers	15	17 101	18 799
Autres passifs	26	13 782	14 337
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	699	-
TOTAL PASSIFS COURANTS		53 288	51 465
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		160 658	165 304

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

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 2013	2 412 824 089	2 413	32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 660
Impact IFRIC 21 (cf. Note 1.1)				26					26	1	27
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER 2014 ⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	14 031	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 996	5 690	53 686
Résultat net ⁽¹⁾				2 437					2 437	669	3 106
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾				(1 168)		(779)	1 545		(403)	238	(165)
RÉSULTAT GLOBAL ⁽¹⁾				1 269	-	(779)	1 545	-	2 034	907	2 941
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	22 460 922	22	299	35					357	-	357
Dividendes distribués en numéraire				(2 767)					(2 767)	(761)	(3 527)
Achat/vente d'actions propres				(17)				152	136	-	136
Prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz									-	476	476
Coupons des titres super- subordonnés					(67)				(67)	-	(67)
Émission de titres super- subordonnés à durée indéterminée					1 974				1 974	-	1 974
Transactions entre actionnaires				(114)					(114)	12	(102)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	60	60
Autres variations				(1)					(1)	49	48
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2014 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	12 436	3 564	(627)	191	(957)	49 548	6 433	55 981

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

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.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS
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 2014 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	12 436	3 564	(627)	191	(957)	49 548	6 433	55 981
Résultat net				(4 617)					(4 617)	(496)	(5 113)
Autres éléments du résultat global				264		(301)	799		762	183	945
RÉSULTAT GLOBAL				(4 353)	-	(301)	799	-	(3 855)	(313)	(4 168)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				46					46	-	46
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17.2.3)				(2 392)					(2 392)	(482)	(2 875)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 17.1.2)				(134)				135	1	-	1
Coupons des titres super-subordonnés (cf. Note 17.2.1)					(145)				(145)	-	(145)
Transactions entre actionnaires				(60)					(60)	21	(39)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(73)					(73)	-	(73)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	22	22
Autres variations				8					8	(8)	-
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2015	2 435 285 011	2 435	32 506	5 479	3 419	(928)	990	(822)	43 078	5 672	48 750

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

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.



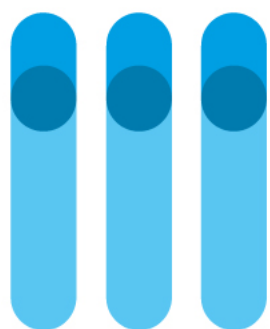
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(5 113)	3 106
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(473)	(441)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		503	526
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		13 890	5 722
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(47)	(924)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		261	298
- Autres éléments sans effet de trésorerie		50	21
- Charge d'impôt		324	1 586
- Résultat financier		1 547	1 876
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		10 942	11 771
+ Impôt décaissé		(1 722)	(1 805)
Variation du besoin en fonds de roulement	26.1	1 163	(1 216)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		10 383	8 751
Investissements corporels et incorporels	5.4.3	(6 459)	(5 790)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.4.3	(259)	(340)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.4.3	(241)	(398)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	5.4.3	(252)	(246)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		507	241
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		(48)	565
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		1	822
Cessions de titres disponibles à la vente		41	1 064
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		133	29
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		103	107
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.4.3	245	8
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(6 230)	(3 939)
Dividendes payés ⁽²⁾		(3 107)	(3 720)
Remboursement de dettes financières		(4 846)	(6 394)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		296	(412)
Intérêts financiers versés		(918)	(1 079)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		126	100
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(660)	(873)
Augmentation des dettes financières		5 834	5 033
Augmentation/diminution de capital		21	388
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	17.2.1	-	1 974
Achat/vente de titres d'autocontrôle		1	136
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.4.3	(42)	(126)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(3 295)	(4 973)
Effet des variations de change et divers		(221)	1
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		637	(160)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		8 546	8 706
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		9 183	8 546

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 145 millions d'euros au 31 décembre 2015 et 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

NOTE 1	Référentiel et méthodes comptables	28	NOTE 16	Risques liés aux instruments financiers	98
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2015	41	NOTE 17	Éléments sur les capitaux propres	110
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	47	NOTE 18	Provisions	113
NOTE 4	Principales variations de périmètre	56	NOTE 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	116
NOTE 5	Information sectorielle	59	NOTE 20	Activité exploration-production	123
NOTE 6	Éléments du résultat opérationnel courant	64	NOTE 21	Contrats de location-financement	124
NOTE 7	Résultat des activités opérationnelles	65	NOTE 22	Contrats de location simple	125
NOTE 8	Résultat financier	71	NOTE 23	Paiements fondés sur des actions	126
NOTE 9	Impôts	73	NOTE 24	Transactions avec des parties liées	129
NOTE 10	Résultat net récurrent part du Groupe	77	NOTE 25	Rémunération des dirigeants	130
NOTE 11	Résultat par action	79	NOTE 26	Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	130
NOTE 12	Goodwills	79	NOTE 27	Litiges et concurrence	131
NOTE 13	Immobilisations incorporelles	84	NOTE 28	Événements postérieurs à la clôture	136
NOTE 14	Immobilisations corporelles	86	NOTE 29	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	137
NOTE 15	Instruments financiers	87	NOTE 30	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	137



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

Le 24 avril 2015, le Groupe a changé sa dénomination corporate pour devenir ENGIE. Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la société GDF SUEZ SA en ENGIE SA.

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

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

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie (France).

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

En date du 24 février 2016, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2015.

NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

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 d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2014 et 2015 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 2015, 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 l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2015 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2014 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2015

— Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013.

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

— IFRIC 21 – Taxes.

IFRIC 21, applicable au 1^{er} janvier 2015 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2014, vise à clarifier le fait générateur de la comptabilisation des passifs pour impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation précise que le fait générateur qui crée un passif au titre d'une taxe est l'événement qui rend la taxe exigible en vertu des dispositions légales ou réglementaires. Si le fait générateur intervient à une date spécifiée, le passif est constaté à cette date. Si le fait générateur est étalé dans le temps (par exemple, génération du chiffre d'affaires), le passif est constaté au fur et à mesure.

L'application de ces dispositions conduit dans les faits (i) à comptabiliser intégralement dès le 1^{er} janvier de l'exercice en cours certaines taxes qui étaient auparavant comptabilisées progressivement sur les 12 mois de l'exercice et (ii) dans une moindre mesure à modifier l'exercice de comptabilisation d'autres taxes telles que la contribution sociale de solidarité (C3S) due par les sociétés françaises (à comptabiliser en N sur la base du chiffre d'affaires de l'exercice N-1).

L'application rétrospective d'IFRIC 21 à compter du 1^{er} janvier 2014 a les incidences suivantes sur les états financiers comparatifs 2014 :

- une augmentation des capitaux propres de 27 millions d'euros au 1^{er} janvier 2014 ;
- un impact non significatif sur le compte de résultat annuel au 31 décembre 2014 ;
- une augmentation des capitaux propres de 22 millions d'euros au 31 décembre 2014.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2016 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 11 – *Partenariats* : Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes.
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* et IAS 38 – *Immobilisations incorporelles* : Clarifications sur les modes d'amortissement acceptables.
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : Initiative concernant les informations à fournir.
- 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.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2016

— IFRS 9 – *Instruments financiers* ⁽²⁾.

Un projet interne au Groupe a été lancé courant 2015, en associant les entités spécifiquement concernées par la comptabilisation des instruments financiers.

— IFRS 15 – *Revenu des contrats avec les clients* ⁽²⁾.

Le projet Groupe est déployé depuis fin 2014 afin d'identifier les sujets pouvant avoir des impacts sur la manière de comptabiliser le chiffre d'affaires dans les différents secteurs d'activité du Groupe. Les travaux liés à la première application de cette norme se poursuivront au cours de l'exercice prochain.

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

(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.

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

L'évolution de l'environnement économique et financier 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 perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont 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 perte 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 4) ;
- 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 9.3).

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 Évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des autres immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des autres immobilisations incorporelles et des immobilisations 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 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), ainsi que 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*.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

— UGT Distribution (branche 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 2021. 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, la date de redémarrage de l'usine de liquéfaction de Yemen LNG 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.

— UGT Energy Services International

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du taux de marge brute, l'évolution du niveau global des investissements de maintenance et de renouvellement, ainsi que les perspectives de croissance des différentes activités sur leurs marchés respectifs.

1.3.1.3 Évaluation 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 le Groupe 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 de retraite

L'évaluation des engagements de 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'erreur 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 compteur» 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 compteur. 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, etc.).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 «Principales filiales au 31 décembre 2015» et dans la Note 3 «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

Entités contrôlées

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. 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.

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. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, 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.

Participations dans des activités conjointes

Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, 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 celle-ci.

Conformément à cette norme, 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.

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 goodwill

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



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

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 de transaction.

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 *goodwill*s relatifs aux participations dans les entreprises associées sont compris dans la valeur des participations dans les entreprises mises en équivalence.

Évaluation des *goodwill*s

Les *goodwill*s 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 *goodwill*s 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 *goodwill*s ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» 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.

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, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur 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 minimaux si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont 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 (se reporter au paragraphe 1.4.10 «Stocks»), 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 au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures.

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,



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

- 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 – UGT) 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 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 fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

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

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

1.4.10 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente

estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

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

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

Stock de gaz

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

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 GES 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 (CEE), 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 comptabilisés à leur juste valeur, ce qui dans la plupart des cas correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

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

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalents de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

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» (se reporter au § 1.4.11.3). 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 similaires et que 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 séparés 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 (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie et (iii) 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.

Instruments dérivés de couverture : 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





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

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 traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, 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 construction et contrats de location.

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».

Par ailleurs, les résultats réalisés au titre des couvertures liées à l'optimisation du parc de production et des contrats d'achats de combustibles ou de ventes d'énergie sont présentés en net.

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

Le résultat opérationnel courant (ROC) 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) sur 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 sur 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,



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

qui ne sont qualifiés ni de négoce, 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 autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ainsi que les titres disponibles à la vente ;
- «Restructurations» : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :
 - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
 - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
 - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
 - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés ;
- «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.4.18 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 Principales filiales au 31 décembre 2015

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2015

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 3 «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 ENGIE 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 ENGIE SA (*).

BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL (BEI)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
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 et distribution 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
Simply Energy	Distribution d'électricité	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America	Production d'électricité	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Groupe ENGIE Gas & LNG 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
First Hydro Holdings Company	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



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2015

BRANCHE ÉNERGIE EUROPE (BEE)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA	Production d'électricité	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel Customer Solutions	Ventes d'énergie	Belgique	100,0	98,8	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Trading	Energy management trading	France/Belgique	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energy Management Trading	Energy management trading	France/Belgique/Italie	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
ENGIE SA (*)	Energy management trading/Ventes d'énergie	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
ENGIE 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. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
ENGIE E&P International	Holding - société mère	France	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P Nederland B.V.	Exploration-production	Pays-Bas	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P Deutschland GmbH	Exploration-production	Allemagne	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P Norge AS	Exploration-production	Norvège	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P UK Ltd.	Exploration-production	Royaume-Uni	70,0	70,0	IG	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
ENGIE 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. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Elengy	Terminaux méthaniers	France	100,0	100,0	IG	IG
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	72,5	72,5	IG	IG
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz	Transport de gaz naturel	France	74,7	75,0	IG	IG
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0	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. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Services SA	Services à l'énergie	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	100,0	IG	IG
Groupe 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
Groupe 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. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
ENGIE SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE CC	Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0	IG	IG
Solairedirect	Production d'électricité	France	96,6	-	IG	NC

2.2 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 ENGIE E&P International (70%) et GRTgaz (74,7%).

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

Le Groupe ENGIE 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 (ENGIE 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 ENGIE a estimé qu'il continuait à contrôler ENGIE 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) : 74,7%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), qui détient 24,9% 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^e 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 celui de 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.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2015

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" - branche Énergie Europe) : 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 les actionnaires minoritaires.

Gaztransport & Technigaz ("GTT" - branche Global Gaz & GNL) : 40,4%

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4% (cf. Note 4.4.1). Le flottant représente environ 49% du capital au 31 décembre 2015. Le Groupe estime avoir le contrôle de fait de GTT. En effet, dès la mise en bourse, ENGIE 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, ENGIE considère qu'il aura la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales à venir.

2.3 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 au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

En millions d'euros	Activités	Pourcentage 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. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Groupe GRTgaz (Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,3	25,0	86	91	945	938	91	70
Groupe ENGIE 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	(641)	80	363	940	22	171
Groupe E-CL (BEI, Chili) ⁽²⁾	Production d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	45	15	838	741	26	34
Groupe GLOW (BEI, Thaïlande) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	107	109	566	490	71	57
Groupe Tractebel Energia (BEI, Brésil) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité	31,3	31,3	130	142	507	557	68	107
GDF SUEZ Energy Romania (BEE, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergies	49,0	49,0	44	50	433	418	22	31
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				(267)	184	2 020	2 348	183	290
TOTAL				(496)	669	5 672	6 432	482	761

(1) Les principales filiales du Groupe ENGIE E&P International sont présentées dans la Note 2.1.

(2) Les groupes E-CL, GLOW, et Tractebel Energia sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs. Les participations ne donnant pas le contrôle des groupes E-CL et Tractebel Energia correspondent au capital flottant.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2015

2.3.1 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.

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE E&P International		Groupe E-CL		Groupe GLOW		Groupe Tractebel Energia		GDF SUEZ Energy Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Compte de résultat												
Chiffre d'affaires	1 956	2 051	2 406	2 863	1 033	933	1 679	1 681	1 750	2 017	975	951
Résultat net	342	363	(2 136)	246	86	24	271	260	415	454	90	101
Résultat net part du Groupe	255	272	(1 495)	166	41	9	164	152	285	311	46	52
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	1	(72)	200	41	78	(2)	44	(7)	(249)	(6)	(4)	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	257	200	(1 296)	208	119	7	208	145	36	305	42	51
État de situation financière												
Actifs courants	641	557	2 057	2 112	504	554	626	628	1 103	1 021	391	408
Actifs non courants	8 966	8 855	4 639	7 042	2 435	1 970	2 695	2 644	2 449	3 095	757	748
Passifs courants	(691)	(798)	(1 281)	(1 302)	(248)	(170)	(419)	(493)	(730)	(619)	(172)	(219)
Passifs non courants	(5 177)	(4 864)	(4 367)	(4 879)	(994)	(861)	(1 416)	(1 483)	(1 312)	(1 824)	(104)	(101)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 739	3 750	1 049	2 972	1 697	1 494	1 486	1 297	1 511	1 673	872	836
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	945	938	363	940	838	741	566	490	507	557	433	418
État des flux de trésorerie												
Flux issus des activités opérationnelles	925	884	965	956	313	202	522	429	723	589	96	204
Flux issus des activités d'investissement	(559)	(720)	(745)	(896)	(351)	(39)	(50)	(21)	(232)	(209)	(68)	(61)
Flux issus des activités de financement	(210)	(292)	(4)	(631)	(66)	(105)	(374)	(404)	(277)	(258)	(48)	(97)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE ⁽¹⁾	156	(128)	216	(571)	(105)	57	99	3	214	122	(21)	47

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

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

Les principales transactions avec les participations ne donnant pas le contrôle intervenues concernent le rachat en 2014 des intérêts détenus par le secteur public en Flandre dans Electrabel Customer Solutions (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

NOTE 3 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 2015 et au 31 décembre 2014 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	5 157	5 191
Participations dans les coentreprises	1 820	1 864
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 977	7 055
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	338	196
Quote-part du résultat net des coentreprises	135	246
QUOTE-PART DU RESULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	473	441
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	(195)	(98)
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	-	(23)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	(195)	(121)

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 porte 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 aux contrats entre ENGIE 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 (33,55%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE 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 qu'ENGIE dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre qu'ENGIE n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2015 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%)

ENGIE a conclu un accord de partenariat avec Semptra (50,2%), Mitsubishi (16,6%) et Mitsui (16,6%) pour le développement du projet Cameron LNG aux États-Unis. Selon ces accords, ENGIE 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 ENGIE dispose dès lors d'une influence notable et comptabilise cette participation en tant qu'entreprise associée.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE 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 2015.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 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	Capacité	% intérêt		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
			2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
En millions d'euros			2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Groupe SUEZ Environnement (Autres, Europe/Asie/Amérique Latine)	Traitement de l'eau et des déchets		33,55	33,70	1 940	1 996	134	118	(123)	60	118	118
Paiton (BEI, Indonésie)	Centrale à charbon	2 035 MW	40,51	40,51	851	726	85	65	-	(5)	44	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (BEI, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman) ⁽¹⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				547	459	146	121	(41)	(71)	110	82
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	446	676	(76)	(165)	-	(1)	-	-
Senoko (BEI, Singapour)	Centrales à gaz	3 201 MW	30,00	30,00	331	302	8	10	9	(50)	-	1
GASAG (BEE, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,58	31,58	293	295	11	9	(4)	(12)	10	18
Cameron (Global Gaz & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz		16,60	16,60	162	166	(4)	(1)	(21)	(15)	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	Champ éolien	679 MW	40,00	40,00	159	191	12	12	(3)	(7)	25	32
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					427	381	22	27	(13)	3	42	55
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					5 157	5 191	338	196	(195)	(98)	350	306

(1) 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 25 335 MW (à 100%) comprenant également 3 240 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 et 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%.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 3 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre -17 millions d'euros en 2014) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 10 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Les montants présentés correspondent aux 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 d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

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

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 ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2015											
Groupe SUEZ Environnement ⁽¹⁾	15 135	408	58	465	8 039	19 593	9 271	11 555	6 805	33,55	1 940
Paiton	783	210	2	212	486	3 582	381	1 587	2 101	40,51	851
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 857	605	(239)	366	2 337	23 479	3 702	19 864	2 250		547
Energia Sustentável do Brasil	570	(191)	-	(191)	285	4 910	1 380	2 699	1 116	40,00	446
Senoko	1 500	25	29	55	327	2 883	260	1 848	1 103	30,00	331
GASAG	1 054	36	(12)	24	851	1 956	1 674	206	928	31,58	293
Cameron	60	(27)	(125)	(152)	50	3 287	232	2 129	977	16,60	162
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	174	40	(36)	4	68	1 231	69	832	397	40,00	159
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
Sociétés projets au Moyen-Orient	2 957	510	(328)	182	2 254	20 445	3 119	17 706	1 873		459
Energia Sustentável do Brasil	233	(413)	(1)	(414)	481	5 897	1 278	3 409	1 690	40,00	676
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
Cameron	13	(6)	(91)	(97)	34	1 497	429	104	998	16,60	166
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	171	39	(18)	21	86	1 384	70	924	476	40,00	191

(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 5 420 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ Environnement et à 5 757 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence de 337 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.

SUEZ Environnement est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2015, la valeur de marché de cette participation s'élève à 3 142 millions d'euros.

3.1.3 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 2015.

<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
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	302	-	9	481	-	-
Paiton	-	-	30	-	211	-	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	167	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	173	-	-	-	52	-	-
Autres	17	86	-	4	20	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	190	388	30	180	764	-	-

(1) 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 167 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 176 millions au 31 décembre 2014.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 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	Capacité	% intérêt		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
			2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
En millions d'euros												
EcoÉlectrica (BEI, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	487	458	31	33	-	-	47	17
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (BEE, Portugal)	Production d'électricité	3 348 MW	50,00	50,00	388	348	37	45	2	(10)	-	15
WSW Energie und Wasser AG (BEE, Allemagne)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	194	199	1	3	-	-	6	7
Megal GmbH (Infrastructures, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	112	122	4	7	-	-	23	14
Tihama Power Generation Co (BEI, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 595 MW	60,00	60,00	104	72	30	5	4	-	11	3
Maia Eolis (BEE, France)	Éolien	252 MW	49,00	49,00	96	97	(1)	-	-	-	-	-
Oyster Creek (BEI, États-Unis)	Centrale à gaz	393 MW	50,00	50,00	30	29	7	44	(2)	(1)	10	93
NELP (BEI, États-Unis) ⁽¹⁾	Centrales à gaz	615 MW	50,00	50,00	-	145	34	59	-	-	43	19
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					409	395	(9)	50	(5)	(10)	13	52
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					1 820	1 864	135	246	-	(23)	153	220

(1) La participation de 50% dans NELP fait partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité aux États-Unis classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015, et se trouve donc à cette date présentée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente». La valeur comptable de la participation dans NELP s'élève à 153 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -15 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 15 millions d'euros en 2014). Ceux-ci

proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 10 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

3.2.2 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 d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» 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 2015							
EcoEléctrica	320	(72)	(5)	(3)	62	-	61
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	764	(100)	(50)	(46)	110	9	120
WSW Energie und Wasser AG	1 091	(13)	(7)	(12)	5	1	7
Megal GmbH	114	(52)	(5)	2	9	-	9
Tihama Power Generation Co	101	(6)	(22)	(5)	50	7	57
Maia Eolis	42	(26)	(2)	1	(1)	1	(1)
Oyster Creek	24	-	(7)	-	14	(3)	10
NELP	140	(25)	-	-	68	-	68
AU 31 DÉCEMBRE 2014							
EcoEléctrica	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
Megal GmbH	112	(50)	(9)	5	15	-	15
Tihama Power Generation Co	71	(5)	(16)	(1)	9	(1)	8
Maia Eolis	34	(24)	(2)	1	(1)	(1)	(2)
Oyster Creek	144	(28)	(3)	-	89	(3)	86
NELP	126	(23)	(1)	-	117	-	117

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



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 3 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

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 ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2015										
EcoElectrica	33	137	998	57	31	75	30	975	50,00	487
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ⁽¹⁾	402	258	2 401	519	220	1 203	146	972	50,00	388
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	21	158	805	60	147	124	93	561	33,10	194
Megal GmbH	17	1	711	84	48	279	90	228	49,00	112
Tihama Power Generation Co	37	90	702	70	26	543	17	173	60,00	104
Maia Eolis	56	27	314	21	20	120	40	196	49,00	96
Oyster Creek	-	178	60	12	5	152	7	61	50,00	30
NELP	4	75	296	-	13	-	58	305	50,00	153
AU 31 DÉCEMBRE 2014										
EcoElectrica	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
Megal GmbH	14	1	724	106	37	249	97	249	49,00	122
Tihama Power Generation Co	38	45	626	53	33	486	18	120	60,00	72
Maia Eolis	51	35	313	20	19	123	40	197	49,00	97
Oyster Creek	15	159	54	9	5	149	6	58	50,00	29
NELP	29	79	285	-	29	-	74	290	50,00	145

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 776 millions d'euros. La quote-part de ces 776 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 388 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 549 millions d'euros. La quote-part de ces 549 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 182 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 12 millions d'euros au titre d'une participation non contrôlante détenue en direct par ENGIE dans une filiale de ce sous-groupe (et par conséquent non incluse dans les 549 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

3.2.3 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 2015.

<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
EcoElectrica	-	138	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	23	51	-	28	-	1	-
Energieversorgung Gera GmbH	6	36	-	9	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	-	-
Futures Energies Investissements Holding	-	-	2	-	80	-	-
Autres	27	27	1	14	109	4	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	121	252	3	51	189	5	-

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

3.3.1 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 326 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 298 millions d'euros au 31 décembre 2014). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2015 s'élève à 28 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 cumulées relatives à la coentreprise Tirreno Power.

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

Au 31 décembre 2015, 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 1 733 millions de dollars américains (1 592 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 408 millions de dollars américains (375 millions d'euros),

- une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 130 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 (87 millions d'euros) ;
- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 520 millions de reais brésiliens (1 064 millions d'euros).

Au 31 décembre 2015, 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 11 300 millions de reais brésiliens (2 659 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 1 579 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 552 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 213 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 378 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 436 millions d'euros.





NOTE 4 Principales variations de périmètre

4.1 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2015, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 4 607 millions d'euros et 699 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2015
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 139
Autres actifs	468
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	4 607
Dettes financières	244
Autres passifs	455
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	699

Au 31 décembre 2015, les actifs destinés à être cédés comprennent uniquement le portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis (branche Energy International).

Portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis

Au 31 décembre 2015, le Groupe a considéré, au regard de l'avancement du processus de cession, que la vente de son portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis était hautement probable et a donc procédé au classement de ce portefeuille en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

Ce périmètre destiné à être cédé comprend 31 centrales d'une capacité nette totale de 9,9 GW ainsi que deux actifs de transport de gaz ; ces actifs opèrent sur les marchés d'Ercot, PJM et New England. La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure de 1 111 millions d'euros au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur à hauteur de ce montant. Cette dépréciation de 1 111 millions d'euros a été imputée pour 911 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés, et pour 200 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels de ce même portefeuille.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» se traduit au 31 décembre 2015 par une diminution de la dette nette de 193 millions d'euros.

Au 31 décembre 2015, le montant cumulé des éléments recyclables du résultat global relatif à ce périmètre s'élève à +559 millions d'euros, et correspond essentiellement au montant positif des réserves de conversion.

4.2 Acquisition de Solairedirect

Le 3 septembre 2015, le Groupe a finalisé l'acquisition de 96,55% du capital de Solairedirect, société ayant pour activité le développement, la construction et l'exploitation, au travers de contrats de service, d'infrastructures photovoltaïques. Solairedirect exploite des capacités de production s'établissant à environ 490 MW (dont 60 MW exploités en propre et 430 MW via des contrats d'opérations et de maintenance).

Le Groupe a procédé à un investissement global de 334 millions d'euros via les opérations suivantes réalisées le 3 septembre 2015 :

- acquisition pour un prix total de 177 millions d'euros de 94,16% des actions Solairedirect ainsi que la totalité des bons de souscription d'actions (BSA) détenus par le management de la société ;
- souscription concomitante à une augmentation de capital réservée d'un montant de 130 millions d'euros, qui porte le taux de détention du Groupe dans Solairedirect à 96,55% ;
- la transaction comprend également des clauses d'ajustement de prix conditionnées à l'atteinte d'objectifs opérationnels dans les deux années suivant l'acquisition. À date d'acquisition, la juste valeur de ces clauses, estimée à 28 millions d'euros, est intégrée dans le prix d'acquisition de Solairedirect.

Solairedirect est consolidée par intégration globale depuis le 3 septembre, date de prise de contrôle. Au 31 décembre 2015, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours de l'année 2016. Le *goodwill* provisoire s'élève à 123 millions d'euros.

Cette transaction a un impact net de -139 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe à date d'acquisition. Il est constitué du décaissement de 177 millions diminué de la trésorerie acquise de 38 millions d'euros.

La contribution de Solairedirect au résultat consolidé 2015 du Groupe ENGIE n'est pas significative.

4.3 Autres opérations et changements de méthode de consolidation de l'exercice 2015

4.3.1 Changement de méthode de consolidation de Solféa

Le 21 décembre 2015, le Groupe et BNP Paribas ont approuvé un amendement au pacte d'actionnaires de Solféa, société qu'ils détiennent respectivement à hauteur de 55% et de 45%. Cet amendement se traduit pour le Groupe par la perte du contrôle de cette société. La participation détenue par le Groupe est, depuis cette date, consolidée par mise en équivalence.

Ce changement de méthode de consolidation se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 539 millions d'euros. La valeur comptable de cette coentreprise s'élève à 7 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Le résultat de réévaluation dégagé lors de ce changement de méthode de consolidation n'est pas matériel.

4.3.2 Autres opérations de l'exercice 2015

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 2015, notamment les acquisitions dans la branche Énergie Services de Desa Australia et de TSC Group Services en Australie, d'IMA au Chili, de Nexilis en France et de Vandewalle en Belgique ainsi que la cession dans la branche Énergie Europe de GDF SUEZ Energia Magyarország Zrt. en Hongrie.

4.4 Principales variations de périmètre de l'exercice 2014

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

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 : ENGIE (40%), Total (30%) et le fonds d'investissement Hellman & Friedman (30%). La participation de 40% que détenait ENGIE dans GTT était comptabilisée en tant qu'entreprise associée, selon la méthode de la mise en équivalence.

À l'issue de ce processus de mise en bourse, ENGIE détient près de 40,4% du capital de GTT. La dispersion de l'actionariat et la capacité du Groupe ENGIE 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 ENGIE depuis le 3 mars 2014, date de règlement-livraison des titres dans le cadre de l'introduction.

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 s'est traduite par la constatation d'un gain de réévaluation de 359 millions d'euros.

4.4.2 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

4.4.2.1 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'est élevée à 323 millions d'euros et a été présentée, dans le compte de résultat 2014, sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du résultat des activités opérationnelles ;
- 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.

4.4.2.2 Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution

Suite aux dispositions prises en matière de gouvernance d'Ores Assets, le gestionnaire unique des réseaux de distribution en Wallonie constitué fin 2013, le Groupe a cessé d'exercer une influence notable sur Ores Assets à compter du 26 juin 2014 et a comptabilisé depuis cette date sa participation de 25% dans ce dernier en tant que «Titres disponibles à la vente». 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, dans le compte de résultat 2014, sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

4.4.3 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2014

Les cessions réalisées au cours de l'exercice 2014 se sont traduites par la constatation d'un résultat de cession cumulé de 593 millions d'euros au 31 décembre 2014 (dont 233 millions d'euros sur la ligne «Effets de périmètre» et 360 millions d'euros sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du compte de résultat) et par une réduction de l'endettement de 3 231 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2013.

<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 Énergies Investissements 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)

NOTE 5 Information sectorielle

5.1 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.

Jusqu'au 31 décembre 2015, le Groupe est organisé autour des cinq branches opérationnelles suivantes : Energy International, Énergie Europe, Global Gaz & GNL, Infrastructures et 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 et installations 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.

La ligne «Autres» présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate, des entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les contributions respectives des activités de Solairedirect et des activités du Groupe en Chine, ainsi que la contribution de SUEZ Environnement en tant qu'entreprise associée.

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 la branche 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.

En avril 2015, ENGIE a annoncé une nouvelle organisation effective au 1^{er} janvier 2016, autour de 24 *business units* essentiellement géographiques. L'information sectorielle 2016 sera donc redéfinie en conséquence.





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 5 INFORMATION SECTORIELLE

5.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	14 534	202	14 737	13 977	1 268	15 245
Énergie Europe	32 011	667	32 678	35 158	1 262	36 420
Global Gaz & GNL	4 246	1 747	5 993	6 883	2 668	9 551
Infrastructures	3 055	3 553	6 608	2 994	3 818	6 812
Énergie Services	16 001	190	16 190	15 673	201	15 874
Autres	36	-	36	-	-	-
Élimination des transactions internes	-	(6 360)	(6 360)	-	(9 216)	(9 216)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	69 883	-	69 883	74 686	-	74 686

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	3 589	3 716
Énergie Europe	1 612	2 015
Global Gaz & GNL	1 625	2 225
Infrastructures	3 402	3 274
Énergie Services	1 227	1 127
Autres	(194)	(225)
TOTAL EBITDA	11 262	12 133

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	(989)	(970)
Énergie Europe	(1 019)	(1 111)
Global Gaz & GNL	(944)	(926)
Infrastructures	(1 328)	(1 280)
Énergie Services	(369)	(338)
Autres	(90)	(95)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 740)	(4 720)

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	310	204
Énergie Europe	(43)	76
Global Gaz & GNL	18	31
Infrastructures	7	12
Énergie Services	24	1
Autres	157	118
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ Environnement</i>	134	118
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	473	441

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	2 596	2 745
Énergie Europe	587	908
Global Gaz & GNL	535	1 064
Infrastructures	2 072	1 994
Énergie Services	854	791
Autres	(319)	(346)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	16 287	22 041
Énergie Europe	12 432	13 993
Global Gaz & GNL	3 674	6 052
Infrastructures	19 026	19 148
Énergie Services	4 698	4 102
Autres	3 782	3 428
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement</i>	1 974	1 994
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	59 899	68 764

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Energy International	1 693	1 718
Énergie Europe	1 461	1 169
Global Gaz & GNL	1 059	1 208
Infrastructures	1 534	1 729
Énergie Services	838	1 105
Autres	655	151
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 240	7 080



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 5 INFORMATION SECTORIELLE

5.3 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. 2015	31 déc. 2014	31 déc. 2015	31 déc. 2014
France	25 066	27 834	29 305	30 963
Belgique	9 067	8 525	2 203	2 907
Autres Union européenne	18 507	20 516	10 908	10 880
Autres pays d'Europe	2 103	1 832	735	1 080
Amérique du Nord ⁽¹⁾	4 592	3 829	1 831	6 198
Asie, Moyen-Orient et Océanie	6 165	7 404	7 131	8 854
Amérique du Sud	4 076	4 302	7 213	7 268
Afrique	306	444	573	613
TOTAL	69 883	74 686	59 899	68 764

(1) La variation des capitaux engagés industriels s'explique par le classement du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant aux États-Unis en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.1 « Actifs destinés à être cédé »).

5.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

5.4.1 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. 2015	31 déc. 2014
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 885	4 956
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	50	21
EBITDA	11 262	12 133

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

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	64 001	71 601
(+) Goodwills	19 024	21 222
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(6 647)	(8 216)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 036)	(2 502)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 042	1 779
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 977	7 055
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(168)	(152)
(+) Clients et autres débiteurs	19 349	21 558
(-) Appels de marge ^(1, 2)	(1 054)	(1 257)
(+) Stocks	4 207	4 891
(+) Autres actifs courants et non courants	9 851	10 606
(+) Impôts différés	(6 851)	(8 071)
(+ Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽¹⁾	(100)	(188)
(-) Provisions	(18 835)	(18 539)
(+ Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 894	2 168
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 101)	(18 799)
(+ Appels de marge ^(1, 2)	1 476	1 309
(-) Autres passifs	(15 128)	(15 701)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	59 899	68 764

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

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Investissements corporels et incorporels	6 459	5 790
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	259	340
(+ Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	246	208
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	241	398
Acquisitions de titres disponibles à la vente	252	246
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(245)	(8)
(+ Autres	(1)	(2)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	42	126
(+ Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	(12)	(18)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 240	7 080



NOTE 6 Éléments du résultat opérationnel courant

6.1 Chiffre d'affaires

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Ventes d'énergies	49 455	55 605
Prestations de services	19 712	18 308
Produits de location et contrats de construction	716	773
CHIFFRE D'AFFAIRES	69 883	74 686

La ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 632 millions d'euros (contre 692 millions d'euros en 2014).

6.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Avantages à court terme	(9 669)	(9 303)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 23)	(50)	(22)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(314)	(315)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(134)	(139)
CHARGES DE PERSONNEL	(10 168)	(9 779)

6.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Dotations aux amortissements (cf. Notes 13 et 14)	(4 740)	(4 720)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(208)	(249)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	(59)	172
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(5 007)	(4 797)

Au 31 décembre 2015, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 737 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 4 011 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 13 «Immobilisations incorporelles» et 14 «Immobilisations corporelles».

NOTE 7 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros

	31 déc. 2015	31 déc. 2014
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 326	7 156
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(261)	(298)
Pertes de valeur	(8 748)	(1 037)
Restructurations	(265)	(167)
Effets de périmètre	(46)	562
Autres éléments non récurrents	(248)	353
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(3 242)	6 569

7.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 261 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre une charge nette de 298 millions d'euros au 31 décembre 2014 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.

Cette charge résulte principalement (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, partiellement compensé par (ii) un effet positif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2014.

7.2 Pertes de valeur

En millions d'euros

	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Pertes de valeur :		
Goodwills	(2 628)	(82)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(5 731)	(924)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(188)	-
Actifs financiers	(214)	(87)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(8 761)	(1 094)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	7	57
Actifs financiers	6	-
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	13	57
TOTAL	(8 748)	(1 037)

Les pertes de valeur nettes de 8 748 millions d'euros se répartissent principalement entre les branches Global Gaz & GNL (4 160 millions d'euros), Energy International (3 457 millions d'euros) et Énergie Europe (883 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 2015 s'élève à 6 761 millions d'euros.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 7 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Au 31 décembre 2015, les pertes de valeur comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et incorporelles, ainsi que sur les participations dans les entreprises mises en équivalence, se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur goodwill	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total des pertes de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT goodwill Global Gaz & GNL		(1 619)	(2 541)		(4 160)	Valeur d'utilité - DCF	6,5% - 13,5%
Actifs d'exploration-production			(2 454)				
	Mer du Nord (Norvège/ Pays-Bas/ Royaume-Uni)		(1 019)			Valeur d'utilité - DCF	
	Allemagne		(634)			Valeur d'utilité - DCF	
	Algérie		(268)			Valeur d'utilité - DCF	
	Australie		(257)			Multiple des réserves	
	Indonésie		(223)			Valeur d'utilité - DCF	
	Égypte		(53)			Valeur d'utilité - DCF	
Licences d'exploration-production	Qatar		(87)			Juste valeur	
UGT goodwill Energy - Amérique du Nord		(927)	(405)		(1 331)		
Portefeuille d'actifs de production d'électricité <i>merchant</i>	États-Unis	(911)	(200)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Terminal de regazéification	États-Unis		(195)			Valeur d'utilité - DCF	6,95%
Autres		(16)	(9)				
UGT goodwill Energy - Amérique latine		-	(54)	(188)	(242)		
Participation dans un terminal de regazéification	Uruguay			(188)		Juste valeur	
Autres actifs corporels et incorporels			(54)				
UGT goodwill Energy - Asie-Pacifique		-	(1 009)		(1 009)		
Centrale			(1 009)			Valeur d'utilité - DCF	7,8%
UGT goodwill Energy - Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique		(83)	(630)		(713)		
Centrale thermique	Inde	(83)	(630)				11,85%
UGT goodwill Energy - Royaume-Uni - Turquie			(151)		(151)		
Centrale thermique	Royaume-Uni		(151)			Valeur d'utilité - DCF	6,4%
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe			(550)		(550)		
Marque GDF Gaz de France	France		(455)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Actif incorporel Relations clients	France		(95)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Autres pertes de valeur en Europe			(194)		(194)		
Centrale thermique	Pologne		(103)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Centrale thermique	Espagne		(91)			Valeur d'utilité - DCF	7,7%
Autres pertes de valeur		-	(197)	-	(197)		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015		(2 628)	(5 731)	(188)	(8 547)		

7.2.1 Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de perte de valeur

La valeur recouvrable des UGT 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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 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 2016-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en janvier 2016 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.

7.2.2 UGT Global Gaz & GNL

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 projets et 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.

Avant le test de perte de valeur, le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élevait à 1 997 millions d'euros.

Contexte économique et résultats du test de perte de valeur 2015

Les activités de production de pétrole et de gaz du Groupe sont confrontées, comme l'ensemble des acteurs du secteur, à un environnement de marché particulièrement difficile marqué par la chute importante des prix du pétrole et du gaz naturel. Comparativement à fin 2014, les prix *spots* du Brent et du gaz naturel au 31 décembre 2015 affichent des baisses de 36% et 8% respectivement et les prix de marché *forward* sur la période 2016 et 2017 ont reculé en moyenne de

38% pour le Brent et 28% pour le gaz. Ces conditions de marché ainsi que l'analyse des fondamentaux de marché ont également conduit le Groupe à revoir sensiblement à la baisse son scénario de référence en ce qui concerne les trajectoires de prix de ces matières premières sur les horizons à moyen et long terme. Ces effets prix drastiques expliquent l'essentiel des pertes de valeur de 2 541 millions d'euros comptabilisées sur les actifs de production, les champs gaziers en développement et les licences d'exploration-production au 31 décembre 2015.

De leur côté, les activités GNL sont également durement affectées par la dégradation brutale des conditions de marché du GNL : les prix de marché *spots* en Asie ont chuté et se sont élevés en moyenne à 8 \$/MMBtu en 2015 contre 15 \$/MMBtu en 2014, la part indexée Brent des prix de vente des contrats long terme de vente de GNL subit les effets du recul du Brent, enfin, le ralentissement de la demande de GNL en Asie et l'augmentation des volumes de GNL flexibles disponibles sur le marché pèsent défavorablement sur les volumes et les opportunités de reroutage de cargos. Ces conditions économiques difficiles devraient perdurer sur le moyen terme compte tenu notamment de l'afflux d'offre de GNL sur le marché, alimenté par la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction en Australie et aux États-Unis sur la période 2015-2017 et de la faiblesse de la demande de GNL en Asie. Enfin, l'usine de liquéfaction Yemen LNG, qui fournit près de 38 cargaisons de GNL par an au Groupe, a cessé ses livraisons depuis avril 2015 en raison de la dégradation de la situation sécuritaire près du site de production.

La baisse de la valeur d'entreprise qui en résulte a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 1 619 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz et GNL. À l'issue de cette dépréciation, le *goodwill* résiduel de l'UGT s'élève à 378 millions d'euros.

Au total, les pertes de valeur comptabilisées sur l'UGT *goodwill* Global Gaz & GNL s'élèvent à 4 160 millions d'euros. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeurs imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du groupe s'élève à 3 058 millions d'euros.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Au-delà de cette période, les flux de trésorerie des actifs d'exploration-production, en phase de développement ou de production, sont projetés sur la durée de vie résiduelle des réserves prouvées et probables sous-jacentes.

En ce qui concerne les activités de GNL en dehors de GTT, la valeur terminale en 2021 a été déterminée en considérant une extension ou un renouvellement des contrats d'approvisionnement existants à cette date jusqu'en 2060, et en appliquant un taux de marge normatif à ces volumes.

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, la date de redémarrage de l'usine de liquéfaction de Yemen LNG ainsi que les perspectives futures des marchés. Les valeurs retenues reflètent





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 7 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

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. Le test intègre une hypothèse de redémarrage de Yemen LNG.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 6,5% et 13,5% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé entraînerait des pertes de valeur complémentaires de 70 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 60 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Une diminution de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé entraînerait une diminution des pertes de valeur comptabilisées de 70 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 60 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, entraînerait des pertes de valeur complémentaires de 530 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 270 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, entraînerait, quant à elle, une diminution des pertes de valeur de 590 millions d'euros sur les actifs d'exploration-production et de 240 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

Un décalage d'un an de redémarrage de l'usine de liquéfaction Yemen LNG entraînerait des pertes de valeur complémentaires de 120 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global Gaz & GNL.

7.2.3 Actifs de la branche Energy International

Amérique du Nord

La perte de valeur comptabilisée sur les actifs de l'UGT *goodwill* Amérique du Nord s'élève à 1 331 millions d'euros et se compose essentiellement d'une perte de valeur de 1 111 millions d'euros sur un groupe d'actifs destinés à être cédés et d'une perte de valeur de 195 millions relative au terminal de regazéification d'Everett. Ces pertes s'inscrivent dans un environnement de marché dégradé tant pour l'électricité que pour le GNL.

Au 31 décembre 2015, le Groupe a classé son portefeuille de production d'électricité *merchant* aux États-Unis en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.1 «*Actifs destinés à être cédés*»). La valeur comptable de ce groupe d'actifs destinés à être cédés étant supérieure de 1 111 millions d'euros à sa valeur de cession attendue, une perte de valeur de 1 111 millions d'euros a été comptabilisée au 31 décembre 2015. Cette perte a été imputée pour 911 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ce portefeuille d'actifs destinés à être cédés, et pour 200 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels de ce même portefeuille.

L'UGT relative aux activités dans le gaz naturel liquéfié comprend les opérations d'importation et de regazéification de gaz naturel liquéfié, leur commercialisation dans le Nord-Est des États-Unis et à Porto Rico, ainsi que l'optimisation des volumes flexibles des contrats d'approvisionnement via des ventes de cargaisons vers des marchés offrant des marges plus rémunératrices. Au cours de l'année 2015, la

baisse importante des prix de vente du gaz naturel liquéfié sur les marchés asiatiques, les modifications apportées aux contrats d'approvisionnement, ainsi que la persistance de la faiblesse des prix du gaz sur le marché intérieur étasunien ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 195 millions d'euros sur les actifs corporels (terminal d'Everett) de cette UGT. La valeur comptable résiduelle des actifs corporels du terminal d'Everett est non significative.

La valeur d'utilité de ce projet a été calculée à partir des projections des flux de trésorerie établies par le Management. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions de flux de trésorerie s'élève à 6,95%.

Amérique latine

En Uruguay, la coentreprise GNL Sur (50% ENGIE, 50% Marubeni), en charge du projet de construction d'un terminal flottant de stockage et de regazéification du GNL dans le cadre d'un contrat BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) conclu avec l'entreprise étatique uruguayenne Gas Sayago, a pris acte de l'impossibilité de poursuivre l'exécution du contrat et a mis un terme à ce contrat dans le cadre d'un accord à l'amiable conclu en septembre 2015. En vertu de cet accord, la coentreprise a transféré l'ensemble des actifs en cours de construction à Gas Sayago et s'est acquittée de l'indemnité prévue dans le cadre des garanties de bonne fin.

En conséquence, le Groupe a comptabilisé une charge totale de 188 millions d'euros au titre de la dépréciation de l'intégralité de son investissement net dans le projet et des coûts de sortie relatifs aux garanties appelées.

Asie-Pacifique

La dégradation des performances techniques (arrêts non programmés, rendement thermique faible) d'une centrale, ainsi que les baisses de prix constatées sur le marché dans lequel opère l'actif, ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 1 009 millions d'euros sur cet actif. Le montant de la perte comptabilisée est très peu sensible à un changement d'hypothèse clé utilisée dans le calcul de la valeur recouvrable.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

La centrale charbon de 700 MW en cours de construction au sein de l'entité Meenakshi Energy Private Limited, détenue à hauteur de 89% par le Groupe, est confrontée à un certain nombre de difficultés techniques, de retards et de surcoûts. Dans ce contexte, le test de perte de valeur réalisé par le Groupe sur sa participation dans Meenakshi se traduit par la constatation d'une perte de valeur totale de 713 millions d'euros. Cette perte a été imputée à hauteur de 83 millions d'euros sur le *goodwill* constaté lors de l'acquisition de Meenakshi, et pour le solde soit 630 millions d'euros, sur les actifs corporels de l'entité.

Royaume-Uni - Turquie

Au Royaume-Uni, la détérioration en 2015 des prévisions de *clean spark spread*, ainsi que la faiblesse des rémunérations de capacité, ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 151 millions d'euros sur une centrale thermique.

La valeur d'utilité de cet actif a été calculée sur la base des projections des flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction du Groupe, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation de la centrale. 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 2021 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 cet actif de production thermique. Une diminution de 500 points de base des marges captées par cette centrale thermique se traduirait par des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 34 millions d'euros.

7.2.4 Actifs de la branche Énergie Europe

Marque GDF Gaz de France et actif incorporel «relations clients B2C France»

Dans le cadre de la fusion avec Gaz de France en 2008, le Groupe avait comptabilisé un actif incorporel à durée de vie indéfini de 526 millions d'euros relatif à la marque GDF Gaz de France ainsi qu'un actif incorporel amortissable relatif à la valeur du portefeuille clients B2C France acquis en date de fusion, dont la valeur comptable au 31 décembre 2015 s'élevait à 424 millions d'euros.

En 2015, la valeur de ces actifs est affectée par l'intensification de la pression concurrentielle qui se traduit par une baisse des marges opérationnelles des activités de commercialisation d'énergie en France. Cette situation impacte plus particulièrement le segment de clientèle B2B dont les pertes de part de marché se sont accrues en 2015 du fait de la suppression fin 2015 des tarifs réglementés de vente (TRV) pour les clients professionnels.

Afin de redynamiser et de clarifier son offre de commercialisation d'énergie en France, le Groupe a décidé en octobre 2015 de procéder à un changement de marques commerciales : la marque «ENGIE» porte désormais l'ensemble des offres de marché gaz, électricité et service, tandis que la marque «Tarif réglementé gaz GDF SUEZ» devient la marque commercialisant le gaz au TRV sur le segment B2C. Ce changement de marque met fin au caractère indéfini de la durée de vie de la marque corporate GDF Gaz de France. Toutefois, le Groupe considère que les attributs et avantages associés à la marque historique

continueront à profiter à l'ensemble des activités de commercialisation B2C pendant une période estimée à 5 ans. En conséquence, le test de perte de valeur de la marque a été réalisé en appliquant la méthode d'évaluation dite «des redevances» au chiffre d'affaires des activités de commercialisation B2C France sur une période de 5 années. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 8,6%. Le résultat du test conduit à comptabiliser une perte de valeur de 455 millions d'euros sur la marque. La valeur comptable résiduelle de la marque s'élève à 71 millions d'euros au 31 décembre 2015.

La valeur actualisée des projections de profits attribuables au portefeuille clients B2C acquis au moment de la fusion s'élève à 329 millions d'euros. Une perte de valeur de 95 millions d'euros a donc été comptabilisée sur cet actif incorporel Relations clients France au 31 décembre 2015. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 8,6%.

Autres pertes de valeur en Europe

La valeur d'utilité de chacun des actifs a été calculée sur la base des projections des flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction du Groupe, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation de chaque centrale. Les prévisions concernant les modalités et les niveaux de rémunérations de capacité, l'évolution de la demande d'électricité, du prix des combustibles et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

En Espagne, une perte de valeur de 91 millions d'euros a été comptabilisée sur une centrale thermique suite à une baisse combinée des prévisions de *spark spreads* et de rémunérations de capacité. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 7,65%.

En Pologne, les projections du Groupe prévoient un recul de la marge captée par les actifs thermiques sur l'horizon long terme. Une perte de valeur de 103 millions d'euros a été constatée en 2015. Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 8,59%.





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 7 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

7.2.5 Pertes de valeur comptabilisées en 2014

Au 31 décembre 2014, les pertes de valeur de 1 006 millions d'euros comptabilisées sur les *goodwill*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur goodwill	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Total des pertes de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT goodwill Global Gaz & GNL		-	(362)	(362)	Valeur d'utilité - DCF	8% - 15%
Actifs d'exploration-production en Mer du Nord	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		-	(226)	(226)		
Centrales thermiques	Royaume-Uni		(181)		Valeur d'utilité - DCF	7,2% - 8,7%
Parc éolien et autres actifs corporels et incorporels	Royaume-Uni		(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		-	(109)	(109)	Valeur d'utilité - DCF	6,5 - 9,0%
Centrales thermiques	Pays-Bas/Belgique		(48)		Valeur d'utilité - DCF	7,4% - 8,1%
Autres actifs corporels et incorporels			(61)			
Autres pertes de valeur		-	(197)	(197)		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014		(82)	(924)	(1 006)		

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 1 037 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 2014 s'est élevé à 655 millions d'euros.

7.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de -265 millions d'euros au 31 décembre 2015, comprennent -47 millions d'euros de coûts externes liés au changement de la marque corporate du Groupe, ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -110 millions d'euros dans la branche Énergie Services et -70 millions d'euros dans la branche Énergie Europe.

Au 31 décembre 2014, les charges de restructurations, d'un montant total de -167 millions d'euros, comprenaient des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -70 millions d'euros dans la branche

Énergie Services et -58 millions d'euros dans la branche Énergie Europe.

7.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2015, les effets de périmètre s'élèvent à -46 millions d'euros et comprennent essentiellement le résultat de -47 millions d'euros relatif à la cession des activités de GDF SUEZ Energia Magyarország Zrt. en Hongrie, dont -40 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en «autres éléments du résultat global» (cf. Note 4.3.2).

Au 31 décembre 2014, les effets de périmètre s'élevaient à 562 millions d'euros, et comprenaient essentiellement :

- un 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, suite à la prise de contrôle de cette société à l'issue de son introduction en bourse ;

- un 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».

additionnels de démantèlement sur une centrale, partiellement compensée par la plus-value de 42 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Portgas, dont 17 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global».

Au 31 décembre 2014, ce poste comprenait 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.

7.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2015, ce poste comprend notamment une charge de 340 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts

NOTE 8 Résultat financier

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(981)	143	(839)	(1 071)	132	(939)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(276)	154	(122)	(460)	239	(221)
Autres produits et charges financiers	(1 156)	570	(586)	(1 142)	426	(716)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 413)	866	(1 547)	(2 673)	797	(1 876)

8.1 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. 2015	31 déc. 2014
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 151)	-	(1 151)	(1 204)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	8	8	21
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(8)	-	(8)	(21)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	135	135	111
Coûts d'emprunts capitalisés	178	-	178	154
COÛT DE LA DETTE NETTE	(981)	143	(839)	(939)

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par les effets positifs liés aux opérations de financement et de restructuration de la dette réalisées par le Groupe, malgré un volume moyen de dette en

légère hausse par rapport à l'année 2014. (cf. Note 15.3.2 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 8 RÉSULTAT FINANCIER

8.2 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 :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	31 déc. 2014
			31 déc. 2015	
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(157)	154	(3)	(11)
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(157)	-	(157)	(249)
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	154	154	239
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(119)	-	(119)	(211)
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(119)	-	(119)	(211)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(276)	154	(122)	(221)

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé (cf. Note 15.3.2 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période ») dont notamment plusieurs rachats de souches obligataires représentant un

montant nominal de 635 millions d'euros. L'impact net du rachat de ces souches et du débouclage des couvertures afférentes s'élève à -113 millions d'euros au 31 décembre 2015.

8.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(102)	(206)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(2)	(1)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(555)	(518)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(127)	(153)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(46)	(48)
Autres charges financières	(323)	(217)
TOTAL	(1 156)	(1 142)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	101	103
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	26	21
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	79	85
Autres produits financiers	364	217
TOTAL	570	426
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(586)	(716)

NOTE 9 Impôts**9.1** Charge d'impôt dans le compte de résultat**9.1.1** Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 324 millions d'euros (contre 1 586 millions d'euros en 2014). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Impôt exigible	(1 348)	(1 918)
Impôt différé	1 024	332
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(324)	(1 586)



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 9 IMPÔTS

9.1.2 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Résultat net	(5 113)	3 106
• Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	473	441
• Impôt sur les bénéfices	(324)	(1 586)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	(5 261)	4 251
Dont sociétés françaises intégrées	(1 439)	186
Dont sociétés étrangères intégrées	(3 822)	4 065
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	38,0%	38,0%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	1 999	(1 615)
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	(195)	25
Différences permanentes ⁽¹⁾	(1 295)	(93)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ⁽²⁾	136	801
Compléments d'impôt ⁽³⁾	(411)	(571)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ⁽⁴⁾	(1 651)	(750)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ⁽⁵⁾	431	191
Effet des changements de taux d'impôt	(73)	(42)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ⁽⁶⁾	739	292
Autres	(5)	176
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(324)	(1 586)

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

(2) 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 Inde, en Thaïlande et dans d'autres pays, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, 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.

(3) 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 (166 millions d'euros au titre de 2015 et 407 millions d'euros au titre de 2014), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(4) Comprend l'effet de la non-reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives suffisantes sur les bénéfices futurs des entités concernées. En 2015, cette rubrique comprend l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur immobilisations comptabilisées.

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales, principalement au Luxembourg en 2015 pour un montant de 338 millions d'euros résultant de l'entrée en vigueur d'une nouvelle législation dès 2016.

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

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. Cette contribution exceptionnelle a été abrogée dans la Loi de Finances 2016 ; le taux d'imposition sera donc ramené à 34,43% à compter du 1^{er} janvier 2016. Pour les sociétés françaises, les différences temporelles sont donc valorisées au taux de 34,43% au 31 décembre 2015.

9.1.3 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. 2015	31 déc. 2014
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	176	439
Engagements de retraite	4	(12)
Provisions non déductibles	157	60
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	103	(261)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	267	229
Autres	(138)	(64)
TOTAL	569	391
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 035	178
Mise à la juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(524)	(264)
Autres	(56)	27
TOTAL	455	(59)
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	1 024	332

L'augmentation du produit d'impôt différé provient principalement des effets impôts de certaines pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles comptabilisées en 2015.

9.2 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. 2015	31 déc. 2014
Actifs financiers disponibles à la vente	(7)	(13)
Écarts actuariels	(139)	516
Couverture d'investissement net	70	94
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(142)	90
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	14	11
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(204)	698
Quote-part des entreprises mises en équivalence	(18)	21
TOTAL	(222)	719



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 9 IMPÔTS

9.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

9.3.1 Variation des impôts différés

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

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2014	978	(9 049)	(8 071)
Effet du résultat de la période	569	455	1 024
Effet des autres éléments du résultat global	(71)	(110)	(180)
Effet de périmètre	23	(8)	16
Effet de change	126	(112)	14
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(571)	914	343
Autres effets	(3)	7	5
Effet de présentation nette par entité fiscale	228	(228)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 280	(8 131)	(6 851)

9.3.2 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)

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 532	2 655
Engagements de retraite	1 438	1 633
Provisions non déductibles	642	512
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 115	1 129
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 795	1 416
Autres	564	667
TOTAL	8 086	8 012
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(12 181)	(14 062)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(1 827)	(1 198)
Autres	(929)	(823)
TOTAL	(14 937)	(16 083)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(6 851)	(8 071)

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 (2016-2021) validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

9.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2015, 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 3 308 millions d'euros (contre 2 328 millions d'euros au 31 décembre 2014). 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 1 472 millions d'euros en 2015 contre 1 150 millions d'euros en 2014.

NOTE 10 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 «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «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 ;
- le produit d'impôt différé de 338 millions d'euros comptabilisé en 2015 au titre de l'activation de différences temporelles actives nettes au Luxembourg (cf. Note 9.1.2) ;
- 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.





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 10 RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE

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. 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		(4 617)	2 437
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		(496)	669
RÉSULTAT NET		(5 113)	3 106
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		9 568	587
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	7.1	261	298
Pertes de valeur	7.2	8 748	1 037
Restructurations	7.3	265	167
Effets de périmètre	7.4	46	(562)
Autres éléments non récurrents	7.5	248	(353)
Autres éléments retraités		(1 204)	(210)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	8.1	8	21
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	8.2	122	221
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	8.3	102	206
Impôt sur les éléments non récurrents		(1 110)	(659)
Produit d'impôt différé au Luxembourg		(338)	-
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	12	2
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 251	3 484
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		663	760
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 588	2 725

(1) Suite à une convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge, ENGIE et Electrabel, la charge relative à la contribution nucléaire belge est désormais classée au sein du résultat récurrent. Afin d'assurer la comparabilité entre les deux exercices, la charge nette relative à la contribution 2014 de 397 millions d'euros (soit 407 millions d'euros de contribution nucléaire belge diminuée de 10 millions d'euros refacturés à E.On et autres), qui était exclue du résultat net récurrent 2014 publié, est présentée au sein du résultat récurrent 2014. Le résultat net récurrent part du Groupe 2014 ainsi ajusté s'élève à 2 725 millions d'euros (contre 3 125 millions d'euros pour le résultat net récurrent part du Groupe publié en 2014) (cf. Note 27.1.10 «Contestation des contributions nucléaires en Belgique»).

NOTE 11 Résultat par action

	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	(4 617)	2 437
Rémunération des titres super-subordonnés	(145)	(67)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	(4 762)	2 370
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	(4 762)	2 370
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 392	2 367
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	15
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 403	2 382
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	(1,99)	1,00
Résultat net part du Groupe par action dilué	(1,99)	0,99

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 (cf. Note 17.2.1).

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 ENGIE.

Compte tenu de leur effet relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action de 2014 et 2015. Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2015 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action. Tous ces plans sont décrits dans la Note 23 «Paiements fondés sur des actions».

NOTE 12 Goodwills

12.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 1^{er} janvier 2014	20 420
Pertes de valeur	(82)
Variations de périmètre et Autres	531
Écarts de conversion	353
Au 31 décembre 2014	21 222
Pertes de Valeur	(2 628)
Variations de périmètre et Autres	201
Écarts de conversion	230
AU 31 DÉCEMBRE 2015	19 024

Les effets des variations de périmètre proviennent notamment de la comptabilisation d'un *goodwill* provisoire de 123 millions d'euros suite à l'acquisition de Solairedirect (cf. Note 4.2).

Les écarts de conversion de +230 millions d'euros nets portent essentiellement sur le dollar américain (+218 millions d'euros), la livre sterling (+50 millions d'euros), ainsi que le réal brésilien (-95 millions d'euros).

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

pertes de valeur sur les *goodwills* pour un montant total de 2 628 millions d'euros, dont 1 619 millions sur l'UGT Global Gaz & GNL, 911 millions d'euros sur le groupe d'actifs destinés à être cédés aux États-Unis et 83 millions d'euros sur l'UGT Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique. Les tests de perte de valeur réalisés en 2015 sur ces UGT sont décrits dans la Note 7.2 «Pertes de valeur».

L'augmentation constatée au 31 décembre 2014 provenait principalement de la comptabilisation d'un *goodwill* de 375 millions d'euros résultant de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 12 GOODWILLS

(GTT), 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 (cf. Note 4.4).

12.2 Principales UGT goodwill

La répartition des *goodwills* par UGT *goodwill* au 31 décembre 2015 est la suivante :

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2015
UGT SIGNIFICATIVES		
Énergie - Central Western Europe	Énergie Europe	8 400
Distribution	Infrastructures	4 009
Global Gaz & GNL ⁽¹⁾	Global Gaz & GNL	378
Énergie Services - International	Énergie Services	1 156
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	657
Transport France	Infrastructures	614
Energy - Amérique du Nord	Energy International	612
Stockage	Infrastructures	543
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)		2 656
TOTAL		19 024

(1) La valeur du *goodwill* de Global Gaz & GNL avant réalisation du test de pertes de valeur présenté dans la Note 7 s'élevait à 1 997 millions d'euros.

12.3 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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 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 selon les modalités présentées dans la Note 7.2 «Pertes de valeur».

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 2015 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,7% et 14,5% (entre 4,9% et 15,0% en 2014). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes ci-après 12.3.1 «UGT significatives» et 12.3.2 «Autres UGT importantes».

12.3.1 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 2015. Le test de pertes de valeur relatif à l'UGT *goodwill* Global Gaz & GNL est présenté dans la Note 7.2.2.

12.3.1.1 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 22 869 MW comprend notamment des capacités nucléaires de 5 028 MW en Belgique, 1 218 MW de droits de tirage sur des centrales nucléaires en France, 2 295 MW de centrales hydroélectriques en France et 9 966 MW de centrales thermiques. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 8 400 millions d'euros.

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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 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	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3), projection des flux de trésorerie sur 40 ans puis prolongation de l'exploitation de la moitié de ce parc sur une période de 20 ans.
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 5,2% et 9,2% 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.

Le 17 novembre 2015, l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) a autorisé le redémarrage des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2. Ces centrales étaient à l'arrêt depuis le 25 mars 2014, date à laquelle le Groupe avait décidé d'anticiper les arrêts de maintenance programmée de ces deux réacteurs suite au résultat des tests menés sur des échantillons de matériaux des cuves. À l'issue de plusieurs tests, inspections et campagnes d'essais, dont les conclusions ont été consignées dans le dossier de justification remis à l'AFCN en octobre 2015, l'AFCN a conclu que ces deux unités pouvaient être redémarrées en toute sûreté. Le test de perte de valeur 2015 considère donc un redémarrage de ces unités à compter du 1^{er} janvier 2016.

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.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, le Parlement a approuvé le 18 juin 2015 la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et Doel 2 en modifiant la Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie du nucléaire qui porte désormais les dates de fermeture des deux réacteurs respectivement au 15 février et au 1^{er} décembre 2025. Le redémarrage de ces deux unités a été autorisé par l'AFCN en décembre 2015. Par ailleurs, la convention conclue le 30 novembre 2015 avec l'État belge prévoit le paiement d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de la prolongation de Doel 1 et 2 ainsi que de nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire concernant l'exploitation des réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40^e année d'exploitation. L'entrée en vigueur de cette convention est conditionnée à l'adoption de deux lois avant le 31 juillet 2016. Le test de perte de valeur réalisé en 2015 intègre les conséquences de cette convention, à savoir la prolongation de 10 ans de ces deux unités, le paiement d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de

leur prolongation, ainsi que les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire belge.

En décembre 2013, le précédent gouvernement avait confirmé le principe de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation. Ce principe et ce calendrier ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015.

Cependant, compte tenu (i) de la prolongation des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 au-delà de 40 ans, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, (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, et (iv) des objectifs de réduction des émissions de CO₂, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe retient dans son calcul de la valeur d'utilité une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'unités de seconde génération, tout en tenant compte d'un mécanisme de contribution nucléaire au profit de l'État belge.

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 Sécurité 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.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2015, 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



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 12 GOODWILLS

de 82% 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 82% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 73% 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 73% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 70% 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 70% sur ce calcul.

En cas d'augmentation des taux d'actualisation de 50 points de base, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable, et conduirait à une dépréciation d'environ 1 100 millions d'euros.

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 de la moitié du parc des centrales nucléaires 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, etc.) durant cette période.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'énergie nucléaire en Belgique :

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 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 à environ 2 700 millions d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc 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 sur le résultat du test, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* devenant inférieure à sa valeur comptable, conduisant ainsi à un risque de dépréciation de l'ordre de 100 millions d'euros.

12.3.1.2 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 2015. 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 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. 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 2021. 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.

12.3.1.3 Goodwill affecté à l'UGT Energy Services International

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 156 millions d'euros au 31 décembre 2015. L'UGT Energy Services International regroupe des activités couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur des services à l'énergie (à l'exception du métier de l'ingénierie), localisées en dehors de la zone géographique France/Benelux. Celles-ci comprennent essentiellement des activités de service relatives à l'efficacité énergétique, à la gestion maintenance de sites industriels et tertiaires, ainsi que des activités de production, exploitation et distribution d'énergies renouvelables et des activités d'exploitation de systèmes collectifs de chaud et de froid urbains. Ces activités sont principalement exercées en Europe continentale (Allemagne, Autriche, Espagne, Italie, Pologne, Portugal, Royaume-Uni, Suisse, République tchèque), aux États-Unis, en Amérique Latine (Brésil, Chili), en Asie du Sud-Est (Thaïlande, Malaisie, Singapour) et en Australie.

La valeur d'utilité de ces activités est calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et du plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8%.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du taux de marge brute, l'évolution du niveau global des investissements de maintenance et de renouvellement, ainsi que les perspectives de croissance des différentes activités sur leurs marchés respectifs. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,4% et 10,9% 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 26% 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 31% sur ce calcul.

Une augmentation de 25 points de base du taux de croissance long terme utilisé aurait un impact positif de 11% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Une diminution de 25 points de base du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un effet négatif de 10% sur ce calcul, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

12.3.2 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
Energy - Royaume-Uni - Turquie	Energy International	DCF + DDM	6,4% - 12,2%
Energy - Amérique du Nord	Energy International	DCF + DDM	5,1% - 10,4%
Stockage	Infrastructures	DCF	4,7% - 8%

La méthode «DDM» désigne la méthode dite de l'actualisation des dividendes (*Discounted Dividend Model*).

12.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2015
Energy International	2 618
Énergie Europe	8 400
Global Gaz & GNL	378
Infrastructures	5 324
Énergie Services	2 182
Branche Autres ⁽¹⁾	123
TOTAL	19 024

(1) Le goodwill de 123 millions d'euros positionné au niveau de la branche Autres correspond au goodwill provisoire comptabilisé au titre de l'acquisition de Solairedirect (cf. Note 4.2).



NOTE 13 Immobilisations incorporelles

13.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 1^{er} janvier 2014	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
Acquisitions	241	-	644	886
Cessions	(4)	-	(246)	(251)
Écarts de conversion	(2)	-	163	162
Variations de périmètre	27	-	(175)	(149)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(16)	(16)
Autres variations	21	52	19	92
AU 31 DÉCEMBRE 2015	3 108	2 545	10 912	16 565
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 1^{er} janvier 2014	(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)
Dotations aux amortissements	(101)	(71)	(565)	(737)
Pertes de valeur	(7)	-	(940)	(947)
Cessions	4	-	207	211
Écarts de conversion	1	-	(74)	(73)
Variations de périmètre	(2)	-	211	209
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	3	3
Autres variations	(3)	-	56	53
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(1 171)	(1 716)	(6 666)	(9 553)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2014	1 763	847	4 959	7 569
AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 938	828	4 247	7 013

En 2015, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élèvent à -947 millions d'euros, et portent principalement sur la marque *corporate* GDF Gaz de France (-455 millions d'euros) et sur l'actif incorporel Relations clients France (-95 millions d'euros), ainsi que sur des licences d'exploration en Australie (-257 millions d'euros) et au Qatar (-87 millions d'euros) (cf. Note 7.2 «Pertes de valeur»).

Les effets de variations de périmètre 2014 provenaient principalement de la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) consécutive à son introduction en bourse.

13.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnus en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12. Les acquisitions portent essentiellement sur la branche Énergie Services.

13.1.2 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.

13.1.3 Autres

Au 31 décembre 2015, ce poste comprend notamment des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France. Compte tenu des conditions de marchés et des changements intervenus en 2015, tels que présentés dans la Note 7.2 «Pertes de valeur», la marque corporate GDF Gaz de France a été dépréciée à hauteur de 455 millions d'euros. La valeur nette comptable résiduelle de 71 millions d'euros est dorénavant amortissable sur une période de 5 ans. La valeur nette des immobilisations incorporelles non

amortissables (en raison de leur durée de vie indéterminée) s'élève désormais à 116 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 674 millions d'euros au 31 décembre 2014).

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 20 «Activité exploration-production».

13.2 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 190 millions d'euros pour l'exercice 2015, dont 22 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 14 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

NOTE 14 Immobilisations corporelles

14.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 1^{er} janvier 2014	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
Acquisitions	4	31	541	70	-	4 874	68	5 589
Cessions	(147)	(117)	(320)	(17)	(2)	(199)	(61)	(862)
Écarts de conversion	(5)	76	409	6	5	202	2	695
Variations de périmètre	(3)	-	(28)	6	(4)	(19)	(3)	(51)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(82)	1	(5 588)	(20)	(18)	(138)	(5)	(5 850)
Autres variations	44	542	5 356	1	196	(5 917)	60	282
AU 31 DÉCEMBRE 2015	755	4 993	93 201	437	2 318	6 428	1 115	109 248
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 1^{er} janvier 2014	(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)
Dotations aux amortissements	(17)	(136)	(3 528)	(47)	(190)	-	(93)	(4 011)
Pertes de valeur	(14)	(12)	(3 066)	-	(35)	(1 653)	(3)	(4 784)
Cessions	52	64	240	14	2	1	53	427
Écarts de conversion	7	(10)	(126)	(3)	2	(36)	(1)	(166)
Variations de périmètre	3	3	(2)	(4)	2	-	-	3
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	1 709	8	-	1	-	1 719
Autres variations	2	10	(977)	(23)	-	977	(22)	(33)
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(113)	(2 231)	(45 377)	(314)	(1 259)	(2 132)	(834)	(52 259)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2014	798	2 309	53 205	132	1 102	6 204	283	64 032
AU 31 DÉCEMBRE 2015	642	2 762	47 824	123	1 059	4 296	281	56 988

Les pertes de valeur sur immobilisations corporelles de l'exercice 2015, décrites dans la note 7.2 «Pertes de valeur», portent essentiellement sur des actifs d'exploration-production (-2 197 millions d'euros), sur des actifs de production d'énergies de la branche Energy International et de la branche Énergie Europe (-1 980 millions d'euros), ainsi que sur un terminal de regazéification en Amérique du Nord (-195 millions d'euros).

Les cessions d'immobilisations corporelles nettes de -435 millions d'euros comprennent notamment des cessions d'intérêts dans des

licences d'exploration-production en Indonésie pour -197 millions d'euros, ainsi que des cessions de biens immobiliers pour -148 millions d'euros.

Suite au classement du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne

«Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2015.

Les effets de change nets de +529 millions d'euros portent essentiellement sur le dollar américain (+1 158 millions d'euros), la livre sterling (+145 millions d'euros), le réal brésilien (-706 millions d'euros), et la couronne norvégienne (-98 millions d'euros).

Les actifs d'exploration-production inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 20 «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».

En 2014, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» s'expliquait 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 ;
- 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), et sur des centrales thermiques en Europe (-228 millions d'euros), notamment au Royaume-Uni.

14.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 5 267 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 5 068 millions d'euros au 31 décembre 2014.

14.3 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 relatives à des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et champs en développement de l'activité exploration-production) et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 3 181 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 3 849 millions d'euros au 31 décembre 2014.

14.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 178 millions d'euros au titre de l'exercice 2015 contre 154 millions d'euros au titre de l'exercice 2014.

NOTE 15 Instruments financiers

15.1 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. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 016	-	3 016	2 893	-	2 893
Prêts et créances au coût amorti	2 377	20 080	22 457	2 960	22 483	25 443
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 377	731	3 108	2 960	925	3 885
Clients et autres débiteurs	-	19 349	19 349	-	21 558	21 558
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	4 026	12 029	16 055	2 733	9 337	12 069
Instruments financiers dérivés	4 026	10 857	14 883	2 733	7 886	10 619
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 172	1 172	-	1 450	1 450
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	9 183	9 183	-	8 546	8 546
TOTAL	9 419	41 292	50 711	8 585	40 366	48 951



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 1^{er} janvier 2014	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
Acquisitions	272
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(23)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(17)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(2)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(147)
Variations de périmètre, change et divers	39
AU 31 DÉCEMBRE 2015	3 016

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 016 millions d'euros au 31 décembre 2015 et se répartissent entre 1 593 millions d'euros de titres cotés et 1 423 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 406 millions d'euros et 1 487 millions d'euros au 31 décembre 2014).

Les principales variations de l'exercice correspondent à l'acquisition de titres d'OPCVM et obligations par Synatom dans le cadre de ses

objectifs de placement au titre de la couverture des provisions nucléaires (cf. Note 15.1.5).

En 2014, les principales variations de l'exercice résultaient de 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 4.4.2.2).

15.1.1.1 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			Recyclage en résultat	Résultat de cession
		Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur		
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	(2)	16	-	(17)	-
Résultat	101	-	-	(147)	17	64
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	101	(2)	16	(147)	-	64
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	84	2	-	(37)	-
Résultat	103	-	-	(43)	37	365
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	103	84	2	(43)	-	365

(1) Hors effet impôt.

En 2015, le résultat de cession relatif aux titres disponibles à la vente est non significatif. En 2014, il était principalement constitué de la plus-value constatée sur la cession de la participation du Groupe dans les intercommunales mixtes flamandes (cf. Note 4.4.2.1).

15.1.1.2 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 147 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 2015.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 377	731	3 108	2 960	925	3 885
Prêts aux sociétés affiliées	735	467	1 202	664	573	1 237
Autres créances au coût amorti	707	157	864	762	107	869
Créances de concessions	14	6	20	620	132	752
Créances de location financement	921	101	1 021	913	113	1 026
Clients et autres débiteurs	-	19 349	19 349	-	21 558	21 558
TOTAL	2 377	20 080	22 457	2 960	22 483	25 443

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

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 369	(261)	3 108	4 186	(301)	3 885
Clients et autres débiteurs	20 412	(1 063)	19 349	22 479	(921)	21 558
TOTAL	23 781	(1 324)	22 457	26 664	(1 222)	25 443

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 16.2 «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 2015	110	(4)	(195)
Au 31 décembre 2014	111	(5)	(63)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2015, le Groupe a enregistré une perte de valeur sur les prêts accordés à une coentreprise en charge de la construction d'une infrastructure gazière (cf. Note 7.2.3).

Au 31 décembre 2014 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 -1 063 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre -921 millions d'euros au 31 décembre 2014.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	4 026	10 857	14 883	2 733	7 886	10 619
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 174	240	1 413	978	165	1 143
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	1 962	10 510	12 472	716	7 653	8 369
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾</i>	890	107	998	1 038	68	1 107
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	797	797	-	808	808
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	779	779	-	795	795
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	17	17	-	13	13
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	375	375	-	643	643
TOTAL	4 026	12 029	16 055	2 733	9 337	12 069

(1) 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 15.3 «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 9 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 10 millions d'euros en 2014.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat est non significatif au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 8 546 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Ce poste comprend les fonds levés en 2014 dans le cadre de l'émission de «l'obligation verte» et restant à allouer à des projets éligibles au 31 décembre 2015 pour 786 millions d'euros (cf. Document de Référence).

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 258 millions d'euros au 31 décembre 2015 contre 236 millions d'euros au 31 décembre 2014. Ces disponibilités soumises

à restriction sont constituées notamment de 134 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 2015 s'établit à +121 millions d'euros contre +96 millions d'euros en 2014.

15.1.5 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 18.2 «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 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. 2015	31 déc. 2014
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	594	602
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores	82	82
Prêt à Sibelga	58	66
Autres placements de trésorerie	1 193	1 086
Portefeuille obligataire	-	145
OPCVM et FCP	1 193	941
TOTAL	1 787	1 688

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».

15.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2015, 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 2015, 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 2015 s'élève à 856 millions d'euros.

15.1.7 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 348	3 647

Ce poste est principalement constitué de la valeur comptable des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

15.2 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 2015 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. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	28 123	11 032	39 155	28 024	10 297	38 321
Instruments financiers dérivés	4 216	8 642	12 858	3 020	5 895	8 915
Fournisseurs et autres créanciers	-	17 101	17 101	-	18 799	18 799
Autres passifs financiers	237	-	237	286	-	286
TOTAL	32 577	36 775	69 352	31 329	34 991	66 320



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 912	2 057	23 969	21 155	1 705	22 860
Emprunts bancaires	4 694	1 765	6 459	4 977	1 116	6 093
Billets de trésorerie	-	5 378	5 378	-	5 219	5 219
Tirages sur facilités de crédit	95	10	105	640	48	688
Emprunts sur location-financement	517	95	611	423	92	515
Autres emprunts	319	80	399	552	458	1 010
EMPRUNTS	27 537	9 385	36 922	27 748	8 639	36 387
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	603	603	-	469	469
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	27 537	9 988	37 525	27 748	9 108	36 855
Impact du coût amorti	276	107	383	(80)	510	430
Impact de la couverture de juste valeur	310	23	333	356	47	403
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	914	914	-	633	633
DETTES FINANCIÈRES	28 123	11 032	39 155	28 024	10 297	38 321

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2015 à 40 920 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 155 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 8 «Résultat financier».

Les informations sur les dettes financières net sont présentées dans la Note 15.3 «Endettement financier net».

15.2.2 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. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	278	100	377	226	175	401
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 528	8 493	11 022	945	5 619	6 564
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 410	49	1 459	1 849	101	1 950
TOTAL	4 216	8 642	12 858	3 020	5 895	8 915

(1) 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.

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Fournisseurs	16 280	17 957
Dettes sur immobilisations	821	842
TOTAL	17 101	18 799

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

15.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 237 millions d'euros (286 millions d'euros au 31 décembre 2014). 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,

- 3,45% des titres de Solairedirect, consolidée en intégration globale.

Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés 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 Cameron LNG.

15.3 Endettement financier net

15.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	27 537	9 988	37 525	27 748	9 108	36 855
Impact du coût amorti	276	107	383	(80)	510	430
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	310	23	333	356	47	403
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	914	914	-	633	633
DETTES FINANCIÈRES	28 123	11 032	39 155	28 024	10 297	38 321
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	278	100	377	226	175	401
DETTE BRUTE	28 401	11 132	39 533	28 249	10 472	38 722
Actifs liés au financement	(37)	-	(37)	(55)	(16)	(71)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(37)	-	(37)	(55)	(16)	(71)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(797)	(797)	-	(808)	(808)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(375)	(375)	-	(643)	(643)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 183)	(9 183)	-	(8 546)	(8 546)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(1 174)	(240)	(1 413)	(978)	(165)	(1 143)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 174)	(10 595)	(11 768)	(978)	(10 162)	(11 140)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	27 190	537	27 727	27 216	295	27 511
Encours des dettes financières	27 537	9 988	37 525	27 748	9 108	36 855
Actifs liés au financement	(37)	-	(37)	(55)	(16)	(71)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(797)	(797)	-	(808)	(808)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 183)	(9 183)	-	(8 546)	(8 546)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	27 500	8	27 508	27 693	(262)	27 430

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

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

15.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2015, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement net de 512 millions d'euros (dont

483 millions d'euros sur le dollar américain, 83 millions d'euros sur la livre sterling et -85 millions d'euros sur le real brésilien).

Les variations de périmètre de la période ont généré une baisse de 434 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- le changement de méthode de consolidation de Solféa, qui se traduit par une réduction de l'endettement net de 539 millions d'euros ;



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

- le classement en «Actifs destinés à être cédés» du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, qui se traduit par une diminution de l'endettement net de 193 millions d'euros ;
- l'acquisition de Solaredirect, qui a accru l'endettement net de 206 millions d'euros ;
- les acquisitions réalisées par la branche Énergie Services (notamment Desa Australia, TSC Group, IMA, Nexilis et Vandewalle) qui ont accru l'endettement net de 101 millions d'euros.

15.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours de l'année 2015 :

ENGIE SA a procédé le 4 mars 2015 à une émission obligataire d'un montant de 2,5 milliards d'euros dont :

- une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,0% et arrivant à échéance en 2017 ;
- une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,5% et arrivant à échéance en 2022 ;
- une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,0% et arrivant à échéance en 2026 ;
- une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,5% et arrivant à échéance en 2035.

ENGIE SA a réalisé, entre septembre et décembre 2015, des placements privés en euros (600 millions d'euros), dollars australiens (115 millions de dollars australiens), dollars américains (50 millions de dollars américains) et yens (20 milliards de yens), de maturités comprises entre 2 et 30 ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit à un emprunt bancaire d'un montant de 300 millions de dollars américains (273 millions d'euros) arrivant à échéance le 18 décembre 2020.

De plus, Glow Energy Plc. a procédé le 4 septembre 2015 à une émission obligataire de 4 milliards de baths thaïlandais (105 millions d'euros) portant un coupon de 3,95% et arrivant à échéance en 2025.

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 16 «Risques liés aux instruments financiers».

Le Groupe a tiré le 18 novembre sur des lignes de crédit de la Banque Européenne d'Investissement pour un montant de 267 millions d'euros.

Le 5 juin 2015, le Groupe a lancé une offre de rachat de souches obligataires représentant un montant nominal de 635 millions d'euros dont :

- 91 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 3% et arrivant à échéance en février 2023 ;
- 44 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 3,5% et arrivant à échéance en octobre 2022 ;
- 203 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 2,625% et arrivant à échéance en juillet 2022 ;
- 216 millions de livres sterling (297 millions d'euros) d'obligations portant un coupon 6,125% et arrivant à échéance en février 2021.

Enfin le Groupe a procédé aux remboursements des emprunts suivants arrivés à échéance au cours de l'exercice 2015 :

- 750 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 5% et arrivant à échéance le 23 février 2015 ;
- 454 millions d'euros d'emprunts obligataires Electrabel portant un coupon de 4,75% et arrivant à échéance le 10 avril 2015 ;
- 451 millions d'euros d'emprunts obligataires Belgelec Finance portant un coupon de 5,125% et arrivant à échéance le 24 juin 2015 ;
- 400 millions de livres sterling (568 millions d'euros) d'emprunts arrivant à échéance le 20 août 2015.

15.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

15.4.1 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. 2015				31 déc. 2014			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 016	1 593	-	1 423	2 893	1 406	-	1 487
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	-	-	-	-	780	-	780	-
Instruments financiers dérivés	14 883	67	14 753	63	10 619	106	10 449	63
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	<i>1 413</i>	<i>-</i>	<i>1 413</i>	<i>-</i>	<i>1 143</i>	<i>-</i>	<i>1 143</i>	<i>-</i>
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	<i>3 485</i>	<i>67</i>	<i>3 354</i>	<i>63</i>	<i>2 728</i>	<i>105</i>	<i>2 561</i>	<i>62</i>
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	<i>8 987</i>	<i>-</i>	<i>8 987</i>	<i>-</i>	<i>5 641</i>	<i>1</i>	<i>5 639</i>	<i>1</i>
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	<i>998</i>	<i>-</i>	<i>998</i>	<i>-</i>	<i>1 107</i>	<i>-</i>	<i>1 107</i>	<i>-</i>
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	797	1	796	-	808	15	792	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	<i>779</i>	<i>1</i>	<i>779</i>	<i>-</i>	<i>795</i>	<i>15</i>	<i>779</i>	<i>-</i>
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	<i>17</i>	<i>-</i>	<i>17</i>	<i>-</i>	<i>13</i>	<i>-</i>	<i>13</i>	<i>-</i>
TOTAL	18 696	1 661	15 549	1 486	15 099	1 528	12 022	1 550

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 futurs et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.

Au 31 décembre 2015, 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 2014	1 487
Acquisitions	120
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(23)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(17)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(37)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(147)
Variations de périmètre, change et divers	39
Au 31 décembre 2015	1 423
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	(52)

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 142 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

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.

15.4.2 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. 2015				31 déc. 2014			
	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	7 294	-	7 294	-	5 634	-	5 634	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	33 626	18 803	14 823	-	35 240	20 190	15 050	-
Instruments financiers dérivés	12 858	139	12 667	52	8 915	161	8 724	30
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	377	-	377	-	401	-	401	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	3 897	135	3 714	48	3 163	159	2 980	24
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	7 125	4	7 117	4	3 401	2	3 393	6
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 459	-	1 459	-	1 950	-	1 950	-
TOTAL	53 778	18 942	34 785	52	49 789	20 351	29 408	30

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 15.4.1 «Actifs financiers».

15.5 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 2015

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	12 836	12 472	(8 939)	3 533
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 411	2 411	(717)	1 694
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(11 386)	(11 022)	10 268	(754)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 837)	(1 837)	127	(1 710)

(1) 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 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	8 626	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	(6 821)	(6 564)	6 526	(38)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 351)	(2 351)	579	(1 772)

(1) 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.



NOTE 16 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.

16.1 Risques de marché

16.1.1 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.

16.1.1.1 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 2015 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. 2015		31 déc. 2014	
		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	329	96	252	10
Gaz naturel	+3 €/MWh	(70)	(98)	117	(241)
Électricité	+5 €/MWh	17	(9)	(114)	(37)
Charbon	+10 \$US/ton	97	1	115	14
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	96	-	101	2
EUR/USD	+10%	(206)	(9)	(244)	(27)
EUR/GBP	+10%	(7)	1	28	2
GBP/USD	+10%	1	-	2	-

(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*.

16.1.1.2 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 pour des clients internes et externes.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 389 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 360 millions d'euros en 2014).

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 maximale 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 correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2015	2015 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2015 ⁽²⁾	Minimum 2015 ⁽²⁾	2014 moyenne ⁽¹⁾
Activités de <i>trading</i>	10	7	14	2	5

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des *VaR* quotidiennes en 2015.

16.1.2 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 2015 et 2014 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	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>	1 962	1 522	(2 528)	(1 369)	716	2 012	(945)	(2 218)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	242	496	(217)	(326)	207	422	(125)	(309)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 720	1 026	(2 312)	(1 042)	509	1 590	(820)	(1 909)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	8 987	-	(7 125)	-	5 641	-	(3 401)
TOTAL	1 962	10 510	(2 528)	(8 493)	716	7 653	(945)	(5 619)

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «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.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

16.1.2.1 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. 2015				31 déc. 2014			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	128	326	(40)	(105)	108	237	(29)	(100)
Électricité	26	17	(20)	(34)	17	111	(29)	(105)
Charbon	-	-	(1)	(7)	-	-	(5)	(70)
Pétrole	9	29	(129)	(148)	-	2	(31)	(7)
Autres ⁽¹⁾	79	124	(26)	(32)	83	72	(31)	(27)
TOTAL	242	496	(217)	(326)	207	422	(125)	(309)

(1) 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 31 déc. 2015	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	(27 346)	(39 649)	9 577	1 841	571	190	124
Électricité	GWh	1 183	(150)	1 097	484	(133)	(115)	-
Charbon	Milliers de tonnes	148	82	30	36	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	14 696	5 008	9 081	607	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 584	693	540	513	820	18	-

(1) Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2015, un gain de 148 millions d'euros est comptabilisé dans les capitaux propres (contre un gain de 231 millions d'euros au 31 décembre 2014). Un gain de 143 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2015 (contre une perte de 89 millions d'euros en 2014).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2015, un gain de 1 million d'euros a été enregistré (contre un gain de 3 millions d'euros en 2014).

16.1.2.2 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.

16.1.3 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 ou de cession (iii) un risque translationnel lié à la valeur patrimoniale des actifs hors zone Euro, et (iv) un risque lié à la consolidation en euros des états financiers des filiales dont la devise 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».

16.1.3.1 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. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	69%	64%	71%
USD	15%	14%	15%	11%
GBP	8%	5%	10%	5%
Autres devises	12%	12%	11%	13%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	61%	67%	60%	69%
USD	18%	17%	18%	13%
GBP	10%	7%	13%	6%
Autres devises	11%	9%	9%	12%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.3.2 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 appréciation (dépréciation) uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro générerait un gain (une perte) de 39 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 423 millions d'euros en capitaux propres. Une appréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact négatif de 424 millions d'euros en capitaux propres. Ces variations sont compensées par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

16.1.4 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 2015, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

Entre 2013 et 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.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

16.1.4.1 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. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	34%	38%	36%	40%
Taux fixe	66%	62%	64%	60%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	12%	17%	15%	20%
Taux fixe	88%	83%	85%	80%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.4.2 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 40 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 41 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 67 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 63 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 514 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 628 millions d'euros.

16.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2015 et 2014 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	1 174	240	(278)	(100)	978	165	(226)	(175)
Couverture de juste valeur	575	115	(34)	-	465	38	(51)	-
Couverture de flux de trésorerie	509	-	(33)	(1)	286	35	(20)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	90	125	(211)	(99)	228	93	(155)	(175)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	890	107	(1 410)	(49)	1 038	68	(1 849)	(101)
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	30	-	(30)
Couverture de flux de trésorerie	56	72	(742)	(9)	11	4	(938)	(35)
Couverture d'investissement net	22	-	(87)	-	28	-	(88)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	813	35	(580)	(41)	999	35	(823)	(36)
TOTAL	2 064	347	(1 688)	(149)	2 017	233	(2 075)	(276)

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «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. 2015		31 déc. 2014	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	115	124	20	312
Couverture de flux de trésorerie	370	4 628	(23)	5 678
Couverture d'investissement net	(65)	4 919	(60)	7 210
Dérivés non qualifiés de couverture	(234)	10 659	(212)	12 003
TOTAL	185	20 329	(276)	25 202

DÉRIVÉS DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2015		31 déc. 2014	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	541	9 413	432	4 088
Couverture de flux de trésorerie	(518)	4 532	(635)	3 578
Dérivés non qualifiés de couverture	366	21 408	378	26 849
TOTAL	389	35 353	175	34 515

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.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

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 devises ainsi que des emprunts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2015, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 8 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 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(149)	36	98	(20)	(43)	(49)	(170)

Au 31 décembre 2015, une perte de 263 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 13 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2015.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie est non significative au 31 décembre 2015.

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)

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement est non significative au 31 décembre 2015.

«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.

16.2 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).

16.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de

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 échus non dépréciés 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 2015	877	225	315	1 418	1 218	17 776	20 412
Au 31 décembre 2014	857	241	507	1 605	1 249	19 624	22 478

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. 2015		31 déc. 2014	
	Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽³⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	11 191	12 472	7 514	8 369
Exposition nette ⁽²⁾	3 216	3 548	2 011	2 259
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	90,6%		89,0%	

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(2) 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.

(3) 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.

16.2.2 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 *rating* 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.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

16.2.2.1 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 échus non dépréciés 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 2015	-	-	24	24	397	2 921	3 343
Au 31 décembre 2014	17	9	102	129	360	3 595	4 084

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 -235 millions d'euros (contre -199 millions d'euros au 31 décembre 2014). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

16.2.2.2 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 2015, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 167 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	10 167	90,0%	3,0%	7,0%	9 354	96,0%	3,0%	1,0%

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

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des 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 2015, aucune contrepartie ne représentait plus de 25% des placements des excédents.

16.3 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 2015, 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 le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des

émissions de billets de trésorerie (*Commercial Papers*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2015, les ressources bancaires représentent 21% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 23 969 millions d'euros de dettes obligataires, soit 65% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 15% de la dette brute et s'élèvent à 5 378 millions d'euros au 31 décembre 2015. 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 9 980 millions d'euros au 31 décembre 2015 dont 79% 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 14 103 millions d'euros au 31 décembre 2015, dont 13 998 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 2015, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception d'une filiale de la branche Energy International pour le non-respect de certains engagements ; les *waivers* adéquats sont en cours de discussion.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2015, 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 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	23 969	2 057	3 334	1 689	919	2 489	13 481
Emprunts bancaires	6 459	1 765	952	606	299	738	2 098
Billets de trésorerie	5 378	5 378	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	105	10	81	4	1	1	8
Emprunts sur location-financement	611	95	86	83	71	7	270
Autres emprunts	399	80	195	25	38	13	48
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	603	603	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 525	9 988	4 649	2 407	1 328	3 249	15 904
Actifs liés au financement	(37)	(3)	-	-	-	(1)	(33)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(797)	(797)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 183)	(9 183)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	27 508	5	4 649	2 407	1 328	3 248	15 872



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	36 855	9 108	3 747	3 668	2 432	1 380	16 521
Actifs liés au financement, actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 425)	(9 370)	(2)	-	-	-	(53)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	27 430	(262)	3 745	3 668	2 432	1 380	16 468

Au 31 décembre 2015, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	10 874	1 044	935	824	756	681	6 634

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 2015, 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 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(1 645)	(416)	(191)	(18)	(38)	(78)	(904)

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)

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 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 998	972	1 317	429	205	10 972	102

Parmi ces programmes disponibles, 5 378 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2015, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2014

<i>En millions d'euros</i>	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

16.3.2 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.

AU 31 DÉCEMBRE 2015

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 923)	(1 381)	(1 524)	(722)	(206)	(67)	(24)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(7 125)	(7 125)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	3 491	1 527	1 493	376	60	16	19
<i>afférents aux activités de trading</i>	8 988	8 988	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 431	2 010	(31)	(345)	(146)	(51)	(5)



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 17 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

AU 31 DÉCEMBRE 2014

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(3 159)	(2 259)	(655)	(190)	(42)	(8)	(6)
afférents aux activités de trading	(3 401)	(3 401)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 750	2 053	586	71	1	21	18
afférents aux activités de trading	5 641	5 641	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2014	1 832	2 035	(69)	(119)	(40)	13	12

16.3.3 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. 2015	2016	2017-2020	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2014
Achats fermes	(6 950)	(885)	(2 659)	(3 405)	(7 738)
Ventes fermes	1 784	443	661	680	1 694

16.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2015, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 016 millions d'euros (cf. Note 15.1.1 «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 159 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 17 Éléments sur les capitaux propres

17.1 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 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)	
Achat/vente 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)
Achat/vente d'actions propres		5 422 256	5 422 256			135
AU 31 DÉCEMBRE 2015	2 435 285 011	(39 407 541)	2 395 877 470	2 435	32 506	(822)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2015 résulte principalement de livraisons d'actions propres à hauteur de 5 millions d'actions dans le cadre d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2014 résultaient :

- 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 2014 à 324 millions d'euros ;

- 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.

17.1.1 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions d'ENGIE SA

Au 31 décembre 2015, il ne subsiste que deux plans d'options d'achat d'actions, décrits dans la Note 23.1. «Plans de stock-options».

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 23 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

17.1.2 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 2015. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 9,7 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2015, le Groupe détient 39,4 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 ENGIE 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.

17.2 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 41 403 millions d'euros au 31 décembre 2015, 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 ENGIE 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 ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

Les pertes et gains actuariels cumulés part du Groupe représentent -2 538 millions d'euros au 31 décembre 2015 (-2 933 millions d'euros au 31 décembre 2014) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 778 millions d'euros au 31 décembre 2015 (909 millions d'euros au 31 décembre 2014).

17.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a réalisé deux émissions de titres super-subordonnés à durée indéterminée, respectivement le 3 juillet 2013 et le 22 mai 2014. Ces opérations avaient été réparties en plusieurs tranches offrant un coupon moyen de 3,4 % (2014) et 4,4 % (2013).

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 1 907 millions d'euros en 2014 et 1 657 millions d'euros en 2013.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 145 millions d'euros payés en 2015, 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.

17.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 36 690 millions d'euros au 31 décembre 2015 (contre 38 690 millions d'euros au 31 décembre 2014), dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 17 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

17.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2014 et 2015.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2014		
Acompte (payé le 15 octobre 2014)	1 184	0,50
Solde du dividende au titre de 2014 (payé le 5 mai 2015)	1 196	0,50
Au titre de l'exercice 2015		
Acompte (payé le 15 octobre 2015)	1 196	0,50

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances pour 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes distribués respectivement en mai et octobre 2015 s'élève à 72 millions d'euros (86 millions d'euros pour les versements effectués en 2014) et est comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 28 avril 2015 a décidé la distribution d'un dividende de 1 euro par action au titre de l'exercice 2014. Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 15 octobre 2014 pour un montant de 1 184 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 5 mai 2015 le solde du dividende de 0,50 euro par action pour un montant de 1 196 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 29 juillet 2015 a décidé la mise en paiement le 15 octobre 2015 d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action pour un montant total de 1 196 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2015

Il sera proposé à l'Assemblée Générale d'ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2015 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action soit un montant total de 2 394 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2015. Un acompte de 0,50 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 15 octobre 2015 soit 1 196 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, dont le coupon détaché le 5 mai 2016, sera payé le 9 mai 2016. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2015, les états financiers à fin 2015 étant présentés avant affectation.

17.3 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 2015 et au 31 décembre 2014, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actifs financiers disponibles à la vente	443	462
Couverture d'investissement net	(561)	(197)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(641)	(904)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	193	195
Impôts différés sur éléments ci-dessus	146	163
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(509)	(347)
Écarts de conversion	990	191
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	62	(436)

17.4 Gestion du capital

ENGIE SA 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 17.1.2 «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, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 18 Provisions

En millions d'euros	31 déc. 2014	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2015
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 233	252	(366)	(8)	5	140	(12)	(458)	5 785
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 491	61	(22)	-	-	215	-	-	4 744
Démantèlement des installations ⁽¹⁾	3 911	343	(16)	-	(2)	182	4	55	4 476
Reconstitution de sites	1 345	-	(12)	(9)	-	24	(8)	133	1 474
Litiges, réclamations et risques fiscaux	891	189	(123)	(321)	1	4	17	4	663
Autres risques	1 668	514	(456)	(116)	12	24	8	41	1 694
TOTAL PROVISIONS	18 539	1 358	(996)	(454)	16	589	9	(225)	18 836

(1) Dont 3 629 millions d'euros au 31 décembre 2015 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 467 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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 2015 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de reconstitution de site.

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. 2015
Résultat des activités opérationnelles	(237)
Autres produits et charges financiers	(589)
Impôts	329
TOTAL	(497)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

18.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

18.2 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.

18.2.1 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 2015, 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. De façon similaire à l'exercice précédent, l'évolution des provisions en 2015 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.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 18 PROVISIONS

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 2015 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.

18.2.2 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 scénarios 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, 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 2016 et 2030 ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement, les opérations de retraitement étant réalisées entre 2019 et 2030. 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 ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné seront transférés à l'ONDRAF jusqu'en 2053 ;
- 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 a rédigé en 2015 son programme national pour la gestion du combustible irradié et des déchets radioactifs. Ce programme doit encore faire l'objet d'un arrêté ministériel. 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.

18.2.3 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.

18.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux 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.

18.3 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 en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 19 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

18.4 Reconstitution de sites

18.4.1 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.

18.5 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

NOTE 19 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

19.1.1 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 ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE 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 ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés 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 2015, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,2 milliards d'euros contre 3,3 milliards d'euros au 31 décembre 2014, la diminution étant essentiellement liée à la hausse des taux d'actualisation.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 18 ans.

19.1.2 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, ENGIE 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 13% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2015. 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, depuis le 1^{er} janvier 2004, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2015, et d'application au 1^{er} janvier 2016, modifie les taux garantis de rendement en fonction du rendement réel des obligations. L'impact de ces modifications, évalué par le Groupe, est non significatif sur le montant de l'engagement.

La charge comptabilisée en 2015 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 24 millions d'euros contre 21 millions d'euros en 2014.

19.1.3 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 ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2015 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 71 millions d'euros contre 73 millions d'euros en 2014.

19.1.4 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 désormais 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.

19.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.2.1 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.

19.2.1.1 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, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents de ENGIE 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 2,7 milliards d'euros au 31 décembre 2015. La durée de l'engagement est de 20 ans.

19.2.1.2 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.

19.2.1.3 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.





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 19 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions.

19.2.2 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.

19.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature,...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté,...).

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 1^{ER} JANVIER 2014	(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	(6 232)	41	176
Différence de change	13	-	-
Variations de périmètre et autres	45	(48)	-
Pertes et gains actuariels	448	38	(11)
Charge de l'exercice	(458)	15	3
Plafonnement d'actifs	(41)	-	-
Cotisations/prestations payées	441	16	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(5 785)	62	167

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 442 millions d'euros en 2015 (469 millions d'euros en 2014). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 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.

La zone Euro représente 94% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2015 (contre 94% au 31 décembre 2014).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 2 730 millions d'euros au 31 décembre 2015, contre 3 138 millions d'euros au 31 décembre 2014.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent un gain actuariel de 446 millions d'euros en 2015 et une perte actuarielle de 1 762 millions d'euros en 2014.

19.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés, ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivants :

	31 déc. 2015				31 déc. 2014			
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total
<i>En millions d'euros</i>								
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIAELLE								
Dettes actuarielles début de période	(7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)	(6 363)	(2 383)	(531)	(9 276)
Coût des services rendus de la période	(267)	(64)	(46)	(376)	(229)	(32)	(40)	(301)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(196)	(70)	(9)	(276)	(251)	(88)	(16)	(355)
Cotisations versées	(13)	-	-	(13)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime	8	16	-	24	10	1	3	14
Variations de périmètre	2	(1)	-	1	(85)	-	-	(85)
Réductions / cessations de régimes	19	-	-	19	16	-	-	16
Événements exceptionnels	(2)	(6)	-	(7)	(3)	(4)	-	(7)
Pertes et gains actuariels financiers	292	294	33	619	(941)	(1 036)	(36)	(2 014)
Pertes et gains actuariels démographiques	140	(280)	9	(131)	(36)	58	10	32
Prestations payées	373	109	48	530	361	92	47	500
Autres (dont écarts de conversion)	25	-	-	25	(47)	(2)	-	(48)
Dettes actuarielles fin de période	A (7 197)	(3 394)	(530)	(11 120)	(7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 349	3	-	5 351	4 955	5	-	4 960
Produit d'intérêts des actifs de couverture	148	-	-	148	201	-	-	201
Pertes et gains actuariels financiers	40	-	-	40	195	(2)	-	193
Cotisations perçues	271	17	-	288	270	14	-	284
Variations de périmètre	(1)	-	-	(1)	36	-	-	36
Cessations de régimes	(15)	(1)	-	(17)	(12)	(1)	-	(13)
Prestations payées	(332)	(17)	-	(349)	(333)	(14)	-	(347)
Autres (dont écarts de conversion)	(14)	-	-	(14)	36	-	-	36
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 445	1	-	5 446	5 349	3	-	5 351
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (1 752)	(3 393)	(530)	(5 674)	(2 231)	(3 391)	(564)	(6 185)
Plafonnement d'actifs	(48)	-	-	(48)	(6)	-	-	(6)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(1 800)	(3 393)	(530)	(5 722)	(2 237)	(3 391)	(564)	(6 191)
TOTAL PASSIF	(1 862)	(3 393)	(530)	(5 785)	(2 278)	(3 391)	(564)	(6 233)
TOTAL ACTIF	62	-	-	62	41	-	-	41

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 19 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

19.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Juste valeur en début d'exercice	176	167
Produit d'intérêts des placements	3	7
Pertes et gains actuariels financiers	(11)	6
Rendement réel	(9)	13
Réductions/cessations de régime	-	(1)
Cotisations employeurs	16	13
Cotisations employés	1	2
Prestations payées	(17)	(18)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	167	176

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2015 et 2014 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Coûts des services rendus de la période	376	301
Charge d'intérêts nette	128	153
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	(42)	27
Modifications de régimes	(24)	(14)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(2)	(5)
Événements exceptionnels	7	7
TOTAL	442	469
<i>Dont comptabilisés en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	<i>314</i>	<i>315</i>
<i>Dont comptabilisés en résultat financier</i>	<i>128</i>	<i>153</i>

(1) Sur avantages à long terme.

19.3.5 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Dettes actuarielles	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 777)	4 469	(48)	(1 356)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(923)	977	-	55
Plans non financés	(4 421)	-	-	(4 421)
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(11 120)	5 446	(48)	(5 722)
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)

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

<i>En %</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Actions	31	31
Obligations souveraines	16	20
Obligations privées	34	29
Actifs monétaires	8	9
Actifs immobiliers	4	4
Autres actifs	7	7
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2015.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4% en 2015.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2015 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à 2% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

<i>En %</i>	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	62	23	1	11	4	100
Obligations souveraines	76	1	22	1	-	100
Obligations privées	81	12	1	4	1	100
Actifs monétaires	87	5	4	3	1	100
Actifs immobiliers	87	-	2	11	-	100
Autres actifs	46	14	21	15	4	100

19.3.6 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	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Taux d'actualisation	2,9%	2,8%	2,5%	2,1%	2,1%	1,8%	2,7%	2,5%
Taux d'inflation	1,8%	2,0%	1,7%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,9%
Durée résiduelle de service	14 ans	15 ans	16 ans	16 ans	16 ans	16 ans	15 ans	15 ans



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 19 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

19.3.6.1 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 16%.

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 15%.

19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base 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	4	(3)
Effet sur les engagements de retraite	59	(43)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2016 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2016, des cotisations de l'ordre de 192 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 97 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.

19.4 Plans à cotisations définies

En 2015, le Groupe a comptabilisé une charge de 134 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (139 millions d'euros en 2014). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 Activité exploration-production

20.1 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.

En millions d'euros	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. VALEUR BRUTE				
Au 1^{er} janvier 2014	1 043	1 443	7 841	10 327
Variations de périmètre	-	(39)	(147)	(186)
Acquisitions	24	805	178	1 007
Cessions	-	(12)	(99)	(111)
Écarts de conversion	108	94	(216)	(14)
Autres	(69)	(885)	999	45
Au 31 décembre 2014	1 106	1 406	8 555	11 067
Variations de périmètre	(174)	-	(10)	(185)
Acquisitions	37	951	128	1 115
Cessions	(124)	(198)	-	(322)
Écarts de conversion	105	105	(155)	54
Autres	60	(106)	126	81
AU 31 DÉCEMBRE 2015	1 009	2 158	8 643	11 810
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 1^{er} janvier 2014	(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)
Variations de périmètre	174	-	10	185
Dotations aux amortissements	-	-	(664)	(664)
Pertes de valeur	(349)	(1 146)	(1 041)	(2 536)
Cessions	88	-	-	88
Écarts de conversion	(48)	(26)	77	3
Autres	-	-	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	(573)	(1 176)	(6 464)	(8 213)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2014	668	1 402	3 708	5 778
AU 31 DÉCEMBRE 2015	437	982	2 179	3 597

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2015 comprend principalement les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni, de Jangkrik en Indonésie et de Touat en Algérie. La ligne «Cessions» correspond pour l'essentiel à la cession d'un intérêt de 11,67% dans le champ de Jangkrik, en Indonésie.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2014 comprenait notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni et de Jangkrik en Indonésie.

Les pertes de valeur comptabilisées respectivement au 31 décembre 2015 et au 31 décembre 2014 sont décrites dans la Note 7.2.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

20.2 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. 2015	31 déc. 2014
Valeur à l'ouverture	430	599
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	129	162
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(145)	(236)
Autres	(54)	(95)
VALEUR À LA CLÔTURE	359	430

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

20.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2015 et 2014 s'élèvent respectivement à 1 027 millions d'euros et 1 094 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 21 Contrats de location-financement

21.1 Information sur les contrats de location-financement – ENGIE 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.

(essentiellement Enersur - Pérou) et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent des centrales électriques de la branche Energy International

<i>En millions d'euros</i>	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2015		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2014	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	102	99	100	98
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	292	259	391	367
Au-delà de la 5 ^e année	275	253	70	50
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	669	611	561	515

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 15.2.1 «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	De la 2 ^e à la 5 ^e année	Au-delà de la 5 ^e année
Dettes de location-financement	611	95	247	270
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	57	7	45	5
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	669	102	292	275

21.2 Information sur les contrats de location-financement – ENGIE 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) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Paielements minimaux non actualisés	1 167	1 180
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	42	38
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 209	1 218
Produits financiers non acquis	172	192
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 037	1 026
<i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	<i>1 007</i>	<i>999</i>
<i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	<i>30</i>	<i>28</i>

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 15.1.2 «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. 2015	31 déc. 2014
Au cours de la 1 ^{re} année	108	122
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	444	401
Au-delà de la 5 ^e année	616	657
TOTAL	1 167	1 180

NOTE 22 Contrats de location simple

22.1 Information sur les contrats de location simple – ENGIE 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 2015 et 2014 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Loyers minimaux	(886)	(905)
Loyers conditionnels	(18)	(18)
Revenus de sous-location	76	87
Charges de sous-location	(27)	(39)
Autres charges locatives	(238)	(206)
TOTAL	(1 093)	(1 081)

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. 2015	31 déc. 2014
Au cours de la 1 ^{re} année	620	642
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 398	1 601
Au-delà de la 5 ^e année	1 281	1 465
TOTAL	3 300	3 708



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

22.2 Information sur les contrats de location simple – ENGIE 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 2015 et 2014 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Loyers minimaux	556	579
Loyers conditionnels	76	113
TOTAL	632	692

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. 2015	31 déc. 2014
Au cours de la 1 ^{re} année	403	550
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	694	1 351
Au-delà de la 5 ^e année	27	19
TOTAL	1 125	1 919

NOTE 23 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. 2015	31 déc. 2014
Offres réservées aux salariés ⁽¹⁾	23.2	15	11
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	34	10
Autres plans du Groupe		1	1
TOTAL		50	22

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

23.1 Plans de stock-options⁽¹⁾

En 2015, comme en 2014, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock options.

Au 31 décembre 2015, les plans en vigueur sont des plans d'options d'achat d'actions dont les droits sont acquis et pour lesquels il n'y a donc plus de charge comptabilisée. Les caractéristiques de ces plans sont les suivantes :

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 31/12/2014	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2015	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/01/2007	27/04/2004	17/01/2007	36,6	2 173	1 218 000	5 607 859	5 607 859	-	16/01/2015	-
14/11/2007	04/05/2007	14/11/2007	41,8	2 107	804 000	4 357 575	4 357 575	-	13/11/2015	-
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	5 999 064	30 000	5 969 064	11/11/2016	0,9
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	4 858 725	50 710	4 808 015	09/11/2017	1,9
TOTAL					4 637 000	20 823 223	10 046 144	10 777 079		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2015.

Par ailleurs, les plans de souscription d'actions émis en 2007 sont arrivés à échéance en 2015. Il en a résulté l'annulation de 10 millions d'options.

23.2 Offres réservées aux salariés

23.2.1 ORS 2015

En 2015, l'État français a proposé 13 millions d'actions existantes d'ENGIE aux salariés et anciens salariés éligibles du Groupe. Les salariés participant à cette opération ont bénéficié d'un abondement en actions gratuites offert par le Groupe :

- en France, l'abondement a pris la forme de la distribution de 449 345 actions aux salariés, représentant une charge de 8,8 millions d'euros ;

- dans les autres pays, l'abondement a consisté en un plan d'attribution de 86 437 actions gratuites qui seront attribuées le 27 février 2020 sous réserve d'une condition de présence dans le Groupe au 31 décembre 2019. Le coût de ce plan, estimé à 1 million d'euros, sera pris en charge sur cette période de 5 ans.

23.2.2 Link 2014

Dans le cadre des souscriptions au plan LINK 2014 sous la forme de *Share Appreciation Rights*, la charge de la période s'élève à 5 millions d'euros, correspondant à la juste valeur des *warrants* couvrant la dette à l'égard des salariés.

(1) Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

23.3 Actions gratuites et actions de performance

23.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2015

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2015

Le Conseil d'Administration du 16 décembre 2015 a approuvé l'attribution de 3,3 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 2019, 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 2020, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une double condition de performance :

- une condition portant sur le Total Shareholder Return (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux des sociétés constituant l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone, évalué pour la période entre novembre 2015 et janvier 2019 ;
- une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part Groupe des exercices 2017 et 2018.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans conditions ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 600 actions attribuées).

23.3.2 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 ENGIE en 2015.

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
16 décembre 2015	14 mars 2019	14 mars 2021	16,0 €	1,0 €	5,9%	1,1 €	oui	9,7 €
16 décembre 2015	14 mars 2020	14 mars 2020	16,0 €	1,0 €	5,9%	-	oui	9,9 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2015								9,8 €

23.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes 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 2015 au titre de la non atteinte de conditions de performance ont concerné le plan d'actions de performance de décembre 2011. Il en a résulté un produit de 11 millions d'euros.

23.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2015 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

(En millions d'euros)	Charge de la période	
	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Plans d'actions gratuites	17	23
Plans d'actions de performance	17	(13)
Dont charge de la période	28	27
Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance	(11)	(40)
TOTAL	34	10

NOTE 24 Transactions avec des parties liées

L'objet de la présente Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 25 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

24.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

24.1.1 Relations avec l'État français

L'État détient 32,76% du capital d'ENGIE lui conférant 5 représentants sur 19 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 d'ENGIE 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.

Le 6 novembre 2015, l'État et ENGIE ont renouvelé le contrat de service public qui précise leur mise en œuvre, confortant ainsi 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 réaffirme ses engagements en matière de sécurité d'approvisionnement, de qualité des relations avec la clientèle, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, de développement durable et de protection de l'environnement, ainsi qu'en matière de recherche ;

- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat confirme le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France issu du décret du 18 décembre 2009 (et qui prévoit notamment l'évolution des tarifs réglementés en fonction des coûts engagés), tout en précisant le cadre transitoire engendré par la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels.

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 réglés.

24.1.2 Relations 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 d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

24.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries 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 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 25 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

NOTE 25 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 21 membres au 31 décembre 2015 contre 20 en 2014.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Avantages à court terme	26	25
Avantages postérieurs à l'emploi	5	4
Paielements fondés sur des actions	1	(2)
Indemnités de fin de contrat	-	7
TOTAL	33	33

NOTE 26 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs

26.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2015	Variation du BFR au 31 déc. 2014
Stocks	903	30
Clients et autres débiteurs	2 105	64
Fournisseurs et autres créanciers	(1 981)	1 168
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	169	(776)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de <i>trading</i>	498	(1 156)
Autres	(530)	(546)
TOTAL	1 163	(1 216)

26.2 Stocks

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2015	31 déc. 2014
Stocks de gaz naturel, nets	1 547	2 269
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	413	411
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	2 247	2 210
TOTAL	4 207	4 891

26.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (9 348 millions d'euros) et les autres actifs non courants (503 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales.

Les autres passifs courants (13 782 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 345 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 27 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 2015 s'élève à 663 millions d'euros contre 891 millions d'euros au 31 décembre 2014.

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.

27.1 Litiges et arbitrages

27.1.1 Electrabel – État de Hongrie

Electrabel, Groupe ENGIE, 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»). Par sentence du 25 novembre 2015, le Tribunal arbitral a rejeté définitivement les demandes formulées par Electrabel.

27.1.2 OPR sur Electrabel

À la suite de l'offre publique de reprise (OPR), lancée par SUEZ (désormais ENGIE) 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 ENGIE 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.

Par arrêt du 26 mars 2015, la Cour d'Appel de Bruxelles a déclaré la demande de complément de prix de Deminor et consorts recevable mais non fondée et les a condamnés à verser à ENGIE SA 33 000 euros de dépens. La décision est devenue définitive.

27.1.3 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, ENGIE 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. ENGIE détient aujourd'hui 59% des titres de La Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE à Jean-Michel Germa (propriétaire de SOPER et PDG révoqué) et SOPER (aujourd'hui actionnaire minoritaire) : (i) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre ENGIE en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que PDG de La Compagnie du Vent. Ce litige est pendu devant la Cour d'Appel de Paris, (ii) le litige intenté par SOPER le 15 mai 2012 contre ENGIE et le PDG actuel de La Compagnie du Vent prétendant qu'ENGIE et le PDG auraient agi contre les intérêts de La Compagnie du Vent et en réclamant réparation. Le Tribunal de Commerce de Montpellier ayant rejeté leurs prétentions, SOPER a interjeté appel de cette décision ; le 3 novembre 2015, la Cour d'Appel de Montpellier a confirmé la décision de première instance, condamnant par ailleurs SOPER pour procédure abusive. SOPER s'est pourvue en cassation le 4 janvier 2016 ; (iii) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE 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. Le litige est pendu devant le Tribunal de Commerce de Créteil, (iv) le litige introduit le 14 mars 2013 par SOPER et Jean-Michel Germa devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre ENGIE et La Compagnie du Vent aux fins de voir prononcé la nullité des décisions prises lors de l'assemblée des associés de La Compagnie du Vent du 27 mai 2011. SOPER et Jean-Michel Germa ont été déboutés de leurs demandes par un jugement du 26 janvier 2015. Ces derniers ont formé appel du jugement le 13 février 2015 et la procédure est pendante devant la Cour d'appel de Montpellier (v) 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 acquises par ENGIE lors de l'exercice de bons de souscription. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil, qui a conclu par jugement du 1^{er} décembre 2015 à l'annulation du rapport de l'expert. ENGIE a interjeté appel ; (vi) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER demandant à ce qu'ENGIE ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil.

27.1.4 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.



27.1.5 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. La Cour de cassation a toutefois confirmé l'arrêt de la Cour d'Appel.

En conséquence des procédures lancées 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. Par arrêt du 25 mars 2015, la Cour d'Appel a rejeté les prétentions de Febeliec. Febeliec ayant décidé de ne pas porter cette décision devant la Cour de cassation, en conséquence, la décision est considérée comme définitive.

27.1.6 Italie - Vado Ligure

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 et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 17 juin 2015. L'affaire sera renvoyée au Tribunal de Savone courant 2016.

27.1.7 Argentine

Pour mémoire, SUEZ (désormais ENGIE) et SUEZ Environnement ont – préalablement 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 ENGIE – 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. ENGIE et Agbar, en tant qu'actionnaires de contrôle, ont décidé d'aider financièrement AASA 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 avait 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 devait être fixée par des experts.

Faisant suite à la remise en septembre 2013 d'un rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires, ainsi qu'à une série d'audiences qui se sont tenues en 2014, le CIRDI a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. Début août 2015, cette décision a fait l'objet d'un recours en nullité de la part de la République Argentine devant un comité ad hoc du CIRDI. Un rapport d'expert sur la concession de Santa Fe a par ailleurs été remis au CIRDI en avril 2014. Par sa décision du 4 décembre 2015, le CIRDI a condamné la République argentine à verser 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. La République argentine peut intenter un recours en nullité contre cette dernière.

27.1.8 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG⁽³⁾, 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

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.

(3) Ex-Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou.

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.

La sentence rendue le 13 février 2015 a été exécutée. Fosmax LNG a versé à STS une indemnité nette (intérêts compris) de 70 millions d'euros hors taxe, le 30 avril 2015.

Un recours en annulation devant le Conseil d'État a été formé par Fosmax LNG. La requête a été déposée le 18 février 2015. Après échange de mémoires et la tenue d'une audience le 18 novembre 2015, le Conseil d'État a, par décision du 3 décembre 2015, renvoyé l'affaire devant le Tribunal des Conflits.

Parallèlement, l'ordonnance d'exequatur de la sentence du 7 avril 2015 a été signifiée le 18 juillet 2015 à Fosmax LNG. Cette dernière a saisi la Cour d'Appel de Paris d'un recours en annulation de la sentence et d'un appel-nullité de l'ordonnance d'exequatur, le 18 août 2015.

27.1.9 Cofely Espagne

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), cinq collaborateurs de Cofely Espagne ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est toujours en cours.

27.1.10 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 ENGIE, 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⁽¹⁾, 2010⁽²⁾ et 2011⁽³⁾ 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 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. Le 17 septembre 2015, la Cour constitutionnelle a rejeté le recours d'Electrabel.

Le 26 juin 2015, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 19 décembre 2014 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 469 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. 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.

Le 30 novembre 2015, l'État belge, ENGIE et Electrabel ont conclu une convention relative à la prolongation de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2. Cette convention porte également sur les redevances et contributions nucléaires dues pour les années 2015 à 2025. Son entrée en vigueur est conditionnée à l'entrée en vigueur de deux lois, lois qui doivent encore être soumises au Parlement belge.

27.1.11 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 90 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.

Electrabel conteste ces réclamations et a introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, se montant approximativement à 93 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le

(1) Loi du 23 décembre 2009.

(2) Loi du 29 décembre 2010.

(3) Loi du 8 janvier 2012.



NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 27 LITIGES ET CONCURRENCE

remboursement de la contribution nucléaire allemande payée par Electrabel, se montant approximativement à 190 millions d'euros plus les intérêts.

27.1.12 Actions relatives à l'exploitation d'unités nucléaires belges à Tihange et Doel

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'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN), 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. Le recours introduit par Greenpeace comme en référé devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été plaidé le 16 mars 2015. Le recours de Greenpeace a été jugé irrecevable le 1^{er} juin 2015. Greenpeace a interjeté appel de cette décision. Les plaidoiries se tiendront le 4 octobre 2016.

Le 29 novembre 2015, Greenpeace a introduit une requête en suspension et annulation auprès du Conseil d'État contre les décisions suivantes : l'Arrêté Royal du 27 septembre 2015 modifiant les conditions d'exploitation du réacteur nucléaire Tihange 1 dans le cadre de l'exploitation à long terme, l'Arrêté Royal du 27 septembre 2015 modifiant les conditions d'exploitation des réacteurs nucléaires Doel 1 et 2 dans le cadre de l'exploitation à long terme, la décision de l'AFCN du 30 septembre 2015 relatif au plan d'action *Long Term Operation* (LTO) pour Tihange 1, la décision de l'AFCN du 30 septembre 2015 relatif au plan d'action LTO pour Doel 1 et Doel 2. Electrabel interviendra volontairement dans la procédure. La durée d'une procédure en suspension peut être estimée entre 9 et 15 mois. Une procédure en annulation prend généralement 2 à 3 ans.

Le 30 décembre 2015, l'association Nucléaire Stop Energie a intenté une action en cessation environnementale aux fins de voir (i) suspendre l'exploitation de Doel 3 et Tihange 2, (ii) ordonner une expertise sur les cuves et (iii) statuer en fonction des résultats de celle-ci sur le futur de ces unités. L'affaire sera plaidée le 8 février 2016 devant le Président du Tribunal de première instance de Bruxelles.

Le 5 janvier 2016, les associations Inter-environnement Wallonie et Bond Beter Leefmilieu ont introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation de la loi du 28 juin 2015 prévoyant la prolongation de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et Doel 2. Electrabel introduira une requête en intervention volontaire.

Le 5 février 2016, la StädteRegion Aachen a introduit auprès du Conseil d'État une requête en annulation de la décision de l'AFCN donnant autorisation à Electrabel de redémarrer l'unité nucléaire de Tihange 2. Electrabel interviendra à la cause.

27.1.13 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 ENGIE, 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 et ses filiales ont contesté plusieurs décisions devant les autorités

publiques et judiciaires italiennes mais ont annoncé réserver leurs droits contre le Groupe au titre du contrat de cession des sociétés concernées incluant le remboursement des pertes subies (environ 45,8 millions d'euros) dont la demande est suspendue.

27.1.14 Taxe sur site – Réclamations 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 à 2015 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, 2014 et 2015 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 ; cette expertise est en cours. Un accord de principe a été conclu entre Electrabel et l'État belge qui prévoit de régler le litige pour un montant de 120 millions d'euros ; cet accord est en voie d'exécution.

27.1.15 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 septembre 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 (désormais ENGIE), pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à ENGIE SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. Elles en ont tiré les conséquences en réduisant les déficits reportables du groupe fiscal ENGIE d'un montant de l'ordre de 710 millions d'euros dans une proposition de rectification du 16 décembre 2015, ce qu'ENGIE entend contester.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – proprement dit, en 2014, dans un arrêt désormais devenu définitif, 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 (désormais ENGIE) 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. ENGIE SA a interjeté appel de ces jugements.

En parallèle, en novembre 2014, la Commission européenne a formellement reconnu le bien-fondé des arguments développés par ENGIE SA 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. La décision de la Commission devrait être connue au cours du premier semestre 2016.

27.1.16 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 a été 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.

27.1.17 Total Energie Gaz

ENGIE 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, ENGIE 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 intervenus 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.

ENGIE, Total Gas & Power et Total Energie Gaz ont signé le 24 juin 2015 un protocole transactionnel mettant un terme à leurs différends au regard de plusieurs demandes de révision de prix concernant d'une part un contrat de fourniture entre Total Energie Gaz et ENGIE et d'autre part un contrat d'approvisionnement entre Total Gas & Power et ENGIE.

27.1.18 Enquête FERC aux États-Unis

Le 8 décembre 2015, les services de la Federal Energy Regulation Commission (FERC) ont notifié à GDF SUEZ Energy Marketing NA, Inc. (GSEMNA) et à GDF SUEZ Energy North America, Inc. (GSENA) leurs conclusions provisoires relatives à une violation éventuelle des règles de la FERC en matière de «lost opportunity cost credits» acquis par

GSEMNA sur PJM Interconnection de février 2011 à septembre 2013. ENGIE coopère pleinement avec les services de la FERC et répondra à leurs conclusions provisoires en expliquant pourquoi le Groupe estime sa conduite irréprochable. Les services de la FERC détermineront ensuite s'il échet de clore l'enquête, de recommander à la FERC d'initier une procédure d'infraction, ou de proposer une transaction.

27.2 Concurrence et concentrations

27.2.1 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 ENGIE, GRTgaz et ELENGY une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que ENGIE 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, ENGIE, 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 ENGIE, GRTgaz et ELENGY des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, ENGIE, 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 (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

27.2.2 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





NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 28 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne le 17 juillet 2014. Ce pourvoi a été rejeté par la Cour de justice le 1^{er} octobre 2015.

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. Après 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. La décision de la Commission européenne du 4 juin 2008 ayant été définitivement confirmée par l'arrêt de la Cour de Justice du 1^{er} octobre 2015, le recours indemnitaire a perdu son objet.

27.2.3 Marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en France

Le 15 avril 2014, Direct Energie a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE 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 ENGIE, 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, ENGIE devra suspendre toute activité de commercialisation de ses offres de marché de gaz naturel.

ENGIE 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 informés préalablement à la transmission de leurs données et ont disposé de cinq 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.

ENGIE a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel.

ENGIE a mis en œuvre les mesures conservatoires imposées par l'Autorité afin de se conformer à sa décision et donne désormais accès aux éléments des fichiers concernés aux fournisseurs alternatifs en ayant fait la demande.

Les services de l'Autorité de la concurrence ont communiqué le 27 mars 2015 à ENGIE la saisine d'UFC-Que Choisir relativement à des pratiques alléguées d'abus de position dominante du Groupe sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

Les services de l'Autorité de la concurrence ont communiqué le 26 octobre 2015 à ENGIE une nouvelle saisine de Direct Energie relative à des pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

NOTE 28 Événements postérieurs à la clôture

Le Groupe a conclu les accords de cessions suivants qui ne deviendront effectifs qu'une fois les conditions suspensives prévues au contrat levées.

Accords portant sur la cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis

Le 24 février 2016, le Groupe a conclu deux accords portant sur la cession de son portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* d'une capacité de 9,9 GW (à 100%) aux États-Unis :

- un accord conclu avec PSP Investments (Public Sector Pension Investment Board) concernant la cession des actifs de production hydroélectriques de 1,4 GW ;
- un accord conclu avec le consortium formé par Dynegy et ECP concernant la cession de centrales thermiques *merchant* représentant 8,5 GW de capacités installées.

L'ensemble de ces actifs sont classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015 (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés»).

Ces deux transactions, que le Groupe s'attend à finaliser respectivement au premier et au second semestre 2016, devraient

conduire en cumulé à réduire l'endettement net du Groupe à hauteur de 4,1 milliards d'euros.

Accord de cession des participations du Groupe dans les centrales à charbon de Paiton (Indonésie) et Meenakshi (Inde)

Le 24 février 2016, le Groupe a conclu un accord portant sur la cession de la totalité de la participation du Groupe dans les centrales à charbon de Paiton et de Meenakshi, représentant une capacité de production installée totale (à 100%) de 3 GW (dont 0,7 GW en cours de construction).

Le Groupe cédera sa participation de 40,5% dans Paiton, entité consolidée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015, à un groupement formé de Nebras et de certains actionnaires actuels de Paiton.

La participation de 89% dans Meenakshi, entité consolidée par intégration globale dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015, sera cédée au groupe indien IPLCL.

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du second semestre 2016. Elle devrait conduire à une réduction de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 1,4 milliard d'euros.

(1) Voir aussi la Note 27.1.1 «Litiges et arbitrages / Electrabel – État de Hongrie».

NOTE 29 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 ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale de ENGIE 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			
	Montant		%		Montant		%	
	2015	2014	2015	2014	2015	2014	2015	2014
Audit								
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés								
• ENGIE SA	1,9	1,9	16,5%	17,7%	1,2	1,2	7,0%	8,5%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	8,1	6,8	68,3%	63,6%	11,6	11,1	67,5%	76,7%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissariat aux comptes								
• ENGIE SA	0,6	0,4	5,3%	3,7%	0,7	0,7	4,1%	4,5%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	0,5	1,0	4,0%	9,3%	2,4	0,9	13,7%	6,1%
SOUS-TOTAL	11,1	10,1	94,2%	94,4%	15,9	13,8	92,2%	95,8%
Autres prestations								
• Fiscal	0,5	0,6	4,6%	5,6%	1,2	0,5	7,1%	3,2%
• Autres	0,1	0,0	1,2%	0,0%	0,1	0,1	0,6%	1,0%
SOUS-TOTAL	0,7	0,6	5,8%	5,6%	1,3	0,6	7,8%	4,2%
TOTAL	11,7	10,7	100%	100%	17,2	14,4	100%	100%

NOTE 30 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 : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE 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, ENGIE Portfolio Management BV, GSPM NL-BEL BV, IPM Wind Power Italy BV, IPM Energy Services BV, IPM Eagle Victoria BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.



Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée. Il est disponible sur le site engie.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.



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

engie.com

