



Rapport d'activité et États financiers consolidés annuels **2016**



SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE	5
2	PERSPECTIVES	7
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS	8
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE	11
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	18
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	20
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	23
8	COMPTES SOCIAUX	24

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	26
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	27
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	28
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	30
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE	32

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES	34
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2016	58
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	66
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	75
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	81
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE	84
Note 7	ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	91
Note 8	RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	92
Note 9	RÉSULTAT FINANCIER	101
Note 10	IMPÔTS	103
Note 11	RÉSULTAT PAR ACTION	107
Note 12	GOODWILLS	108
Note 13	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	114

Note 14	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	116
Note 15	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	118
Note 16	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	129
Note 17	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	143
Note 18	PROVISIONS	146
Note 19	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME.....	152
Note 20	ACTIVITÉ EXPLORATION-PRODUCTION.....	161
Note 21	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	163
Note 22	CONTRATS DE LOCATION SIMPLE	165
Note 23	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	166
Note 24	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	169
Note 25	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS.....	171
Note 26	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	172
Note 27	LITIGES ET CONCURRENCE.....	173
Note 28	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	179
Note 29	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	180
Note 30	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	181

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE	5
2	PERSPECTIVES	7
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS	8
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE	11
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	18
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	20
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	23
8	COMPTES SOCIAUX	24

1 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE

À la suite de la mise en place de sa nouvelle organisation au 1^{er} janvier 2016, ENGIE déploie sa stratégie destinée à le positionner comme le leader de la transition énergétique dans le monde.

Toujours confronté à un environnement macro-économique et de marché complexe, caractérisé notamment par une importante volatilité des prix des commodités, ENGIE réalise cependant, au cours de l'année 2016, des résultats solides bénéficiant d'ores et déjà des effets positifs du programme de performance *Lean* 2018.

Le **chiffre d'affaires** de 66,6 milliards d'euros est en décroissance brute de -4,6% par rapport au 31 décembre 2015 et en décroissance organique de -4,0%. La décroissance brute est impactée par un effet de change très défavorable (-725 millions d'euros) notamment sur la livre sterling et le réal brésilien, partiellement compensé par un effet de périmètre positif de +210 millions d'euros. Au-delà de ces effets, ce recul s'explique par la baisse des prix des commodités qui impacte les activités d'achat-vente de gaz et de GNL, de commercialisation de gaz et d'électricité, d'exploration-production et de production d'électricité, mais n'affecte que partiellement nos marges. Ce recul est en partie compensé par l'impact positif des températures en France, l'année 2016 ayant été légèrement froide alors que l'année 2015 avait été particulièrement chaude.

L'**EBITDA**⁽¹⁾ s'élève à 10,7 milliards d'euros, en recul de -5,2% en brut et en décroissance organique de -2,7%. La décroissance brute s'explique par un effet périmètre de -151 millions d'euros, principalement lié à la cession des actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis et par un effet de change défavorable lié notamment à la couronne norvégienne, au réal brésilien et à la livre sterling. L'évolution organique en 2016 bénéficie du redémarrage en Belgique des centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 1 en décembre 2015, des premiers effets du programme de performance *Lean* 2018, d'un impact favorable des températures en France ainsi que des mises en service d'actifs. Néanmoins, ces éléments n'ont qu'en partie compensé la poursuite de la baisse des prix des commodités.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -2,4% et en croissance organique de +1,6% pour atteindre 6,2 milliards d'euros. La décroissance organique de l'EBITDA est en effet compensée par l'effet favorable de la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015 et de l'impact de la comptabilisation en actifs destinés à être cédés du portefeuille d'actifs de production *merchant* aux États-Unis en 2015.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à -0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2016, en hausse de 4,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Il intègre (i) de moindres pertes de valeur nettes d'impôt que l'an passé, (ii) l'évolution positive de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente d'électricité et de gaz, (iii) les gains enregistrés sur la cession partielle de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili, sur les cessions des centrales de Paiton en Indonésie et de Meenakshi en Inde et sur celles des titres disponibles à la vente (Transportadora de Gas del Perú (TgP) au Pérou et Ores Assets en Belgique) et (iv) la réduction du taux d'impôt en France à l'horizon 2020 introduite par la Loi de Finance 2017. Ces éléments sont partiellement compensés par l'impact négatif de la baisse du taux d'actualisation relatif aux provisions pour retraitement et stockage de combustibles nucléaires (aval de cycle) et la hausse des coûts de restructuration liés notamment à la fermeture de sites d'exploitation en Australie, en France, en Belgique et au Royaume-Uni.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 2,5 milliards d'euros, est en diminution de 0,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2015, en ligne avec le recul du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 9,7 milliards d'euros, globalement stable par rapport au 31 décembre 2015, malgré la baisse de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

(1) Les données au 31 décembre 2016 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe. Celle-ci exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence qui s'élevait à 12 millions d'euros en 2015.

La **dette nette** s'établit à 24,8 milliards d'euros, en baisse de 2,9 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2015. Cette amélioration s'explique principalement par la génération de *cash flow* opérationnel sur l'exercice (9,7 milliards d'euros) et les premiers effets du programme de rotation de portefeuille (4,0 milliards d'euros) avec notamment les cessions (i) du portefeuille d'actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis, (ii) d'actifs de production thermique d'électricité en Indonésie et en Inde, (iii) des parcs éoliens exploités par Maïa Eolis à Futures Energies Investissements Holding (FEIH), coentreprise détenue à parts égales avec Crédit Agricole Assurances, (iv) des titres disponibles à la vente (Ores Assets en Belgique et TgP au Pérou) et (v) la mise en place d'un partenariat dans le projet TEN entraînant la cession de 50% de cette participation au Chili. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur la période (7,3 milliards d'euros), (ii) le 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).

2 PERSPECTIVES

Depuis 2016, 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, aujourd'hui très avancé, s'appuie sur **3 programmes principaux** :

- le **programme de rotation de portefeuille** (objectif de 15 milliards d'euros d'impact dette nette sur 2016-2018). Le Groupe a annoncé, à ce jour, des cessions pour **8,0 milliards d'euros** (soit plus de 50% du programme total) dont **7,2 milliards d'euros déjà finalisées⁽¹⁾** ;
- le **programme d'investissements** (16 milliards d'euros⁽²⁾ d'investissements de croissance prévus sur 2016-2018) dont 4,7 milliards d'euros ont été investis à fin décembre 2016 ;
- le **programme de performance *Lean 2018***. Compte tenu des avancées du programme, le Groupe **augmente son objectif 2018 de 20%** soit **1,2 milliard d'euros de gains nets** attendus au niveau de l'EBITDA à horizon 2018. À fin décembre 2016, 530 millions d'euros de gains nets au niveau de l'EBITDA ont été réalisés, ce qui est supérieur à l'objectif initial pour 2016 de 500 millions d'euros.

Pour 2017⁽³⁾, le Groupe prévoit un **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,4 et 2,6 milliards d'euros, en forte croissance organique par rapport à 2016**. Cet objectif repose sur une fourchette d'estimation d'EBITDA de 10,7 à 11,3 milliards d'euros, **lui aussi en forte croissance organique**.

Pour la période 2017-2018, le Groupe prévoit :

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

Au titre des résultats **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) A date, y compris la cession activités thermiques merchant aux États-Unis finalisée en février 2017.

(2) Y compris les investissements d'innovation et de digital.

(3) Ces objectifs 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 et du maintien des principes comptables Groupe actuels en matière de comptabilisation des contrats d'approvisionnement et de logistique gazière, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2016 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2017 : €/€ : 1,07 ; €/BRL : 3,54. Ces objectifs financiers intègrent la comptabilisation en EBITDA de la nouvelle contribution nucléaire belge et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées.

3 ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	66 639	69 883	-4,6%	-4,0%
EBITDA	10 689	11 274	-5,2%	-2,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 517)	(4 947)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 172	6 326	-2,4%	+1,6%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 31 décembre 2016 s'établit à 66,6 milliards d'euros, en baisse de -4,6% par rapport au 31 décembre 2015. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -4,0%.

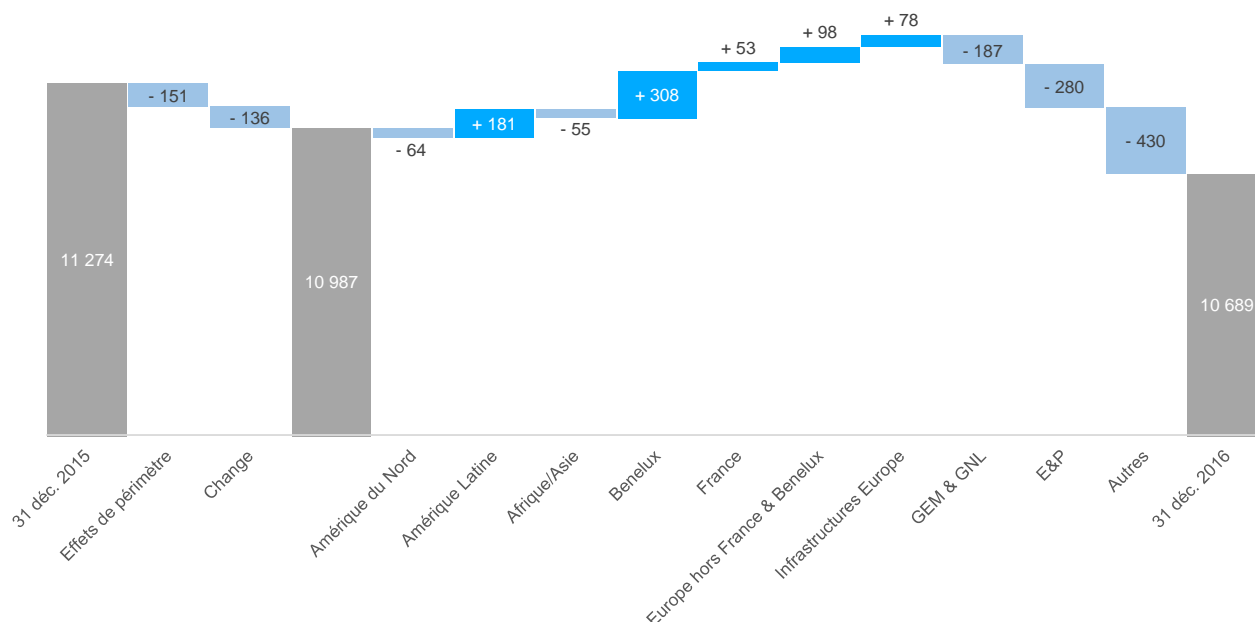
Les effets de périmètre ont un impact net positif de 210 millions d'euros, provenant (i) des acquisitions réalisées en 2015 et en 2016 pour 612 millions d'euros, notamment l'acquisition d'OpTerra Energy Services aux États-Unis (241 millions d'euros) et de sociétés de services en Australie et en Nouvelle-Zélande (137 millions d'euros), (ii) des cessions ou déconsolidations d'activités pour 402 millions d'euros qui ont eu lieu en 2015 ou en 2016, comme la cession des activités de commercialisation en Hongrie (-209 millions d'euros) et celle des actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis (-88 millions d'euros). Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de -725 millions d'euros et reflètent principalement l'appréciation de l'euro vis-à-vis de la livre sterling, du réal brésilien, du peso mexicain et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique du chiffre d'affaires est fortement impactée par la baisse des prix des commodités qui impacte les activités d'achat-vente de gaz et de GNL, de commercialisation de gaz et d'électricité, d'exploration-production et de production d'électricité. Ces effets prix, significatifs sur le chiffre d'affaires, ont un impact plus réduit sur les marges, notamment dans les activités de commercialisation. L'évolution organique des secteurs du Groupe est ainsi (i) en croissance dans les secteurs Infrastructures Europe, Benelux et Europe hors France & Benelux, (ii) stable dans les secteurs France, Amérique Latine et Amérique du Nord, (iii) en léger recul dans le secteur Autres et (iv) en recul significatif dans les secteurs Afrique/Asie, E&P ainsi que GEM & GNL.

L'**EBITDA** diminue de -5,2% pour s'établir à 10,7 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en décroissance de -2,7%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact négatif de -151 millions d'euros et proviennent principalement de la cession des actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis à laquelle s'ajoute l'impact de la cession ou de la comptabilisation en actifs destinés à être cédés de certaines entités mises en équivalence. Les impacts de change s'élèvent à -136 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis de la couronne norvégienne, du réal brésilien et de la livre sterling.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -298 millions d'euros (-2,7%). Celle-ci bénéficie de l'impact positif (i) des effets du programme de performance *Lean 2018*, (ii) du redémarrage en décembre 2015 des centrales nucléaires belges Doel 3, Tihange 2 et Doel 1, (iii) d'un effet température positif en France, (iv) de l'impact favorable d'une reprise de provision (dans le secteur reportable Amérique Latine) et (v) des mises en service d'actifs dans les secteurs Amérique Latine, Afrique/Asie et E&P. Néanmoins, ces éléments positifs n'ont que partiellement compensé (i) les effets prix négatifs principalement dans les activités d'exploration-production, les activités *midstream* gaz et GNL et les activités de production d'électricité, (ii) l'impact des éléments ponctuels positifs comptabilisés en 2015 et (iii) des effets volume défavorables notamment dans les activités d'exploration-production et de stockage en France.

Selon les secteurs, la performance organique de l'EBITDA est fortement contrastée :

- en Amérique du Nord et Afrique/Asie, l'EBITDA est en baisse en raison d'effets prix défavorables impactant les marges des actifs de production d'électricité (notamment en Amérique du Nord, en Thaïlande, à Singapour et en Inde), et de la moindre disponibilité des actifs charbon en Australie. Ces effets sont en partie compensés par la bonne maîtrise des coûts et l'effet favorable de la mise en service d'actifs en Afrique du Sud ;
- en Amérique Latine, la croissance organique de l'EBITDA est forte, portée par la mise en service de l'extension du réseau de gaz de Mayakan au Mexique, celles des centrales de production d'électricité Quitaracsa et Nodo Energetico au Pérou et par la mise en service complète de la centrale hydroélectrique Jirau au Brésil. Le Brésil bénéficie également de l'impact favorable d'une reprise de provision ;

- l'EBITDA du Benelux est en forte hausse grâce à l'impact positif du redémarrage des centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 1 en fin d'année 2015, que vient partiellement compenser la dégradation de l'EBITDA des activités de services, notamment dans l'*Oil & Gas* ;
- l'EBITDA du secteur France est en amélioration du fait de l'effet température positif sur les ventes de gaz, de la hausse des volumes vendus dans les activités de ventes d'électricité et de la bonne performance des activités de réseaux. Ces hausses sont en partie compensées par la baisse des prix d'électricité captés dans les activités de production hydroélectrique et les difficultés dans la fourniture de gaz aux professionnels ;
- la croissance du secteur Europe hors France & Benelux est portée par l'amélioration de la performance des activités de services (notamment au Royaume-Uni) et de vente d'énergie en Italie. Ces éléments sont en partie compensés par l'impact négatif des nouveaux tarifs de distribution de gaz en Roumanie ;
- l'EBITDA du secteur Infrastructures Europe est en hausse, du fait de l'effet positif de la température et des hausses tarifaires dans la distribution et le transport ;
- le secteur GEM & GNL affiche une baisse de l'EBITDA due aux révisions des conditions d'approvisionnement en gaz plus importantes en 2015 qu'en 2016 et à l'arrêt des livraisons en provenance du Yémen depuis avril 2015 ;
- les activités d'exploration-production affichent une contraction de l'EBITDA en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz sur les marchés et d'une moindre production d'hydrocarbures notamment liée à l'arrêt de Njord et Hyme depuis juin 2016 ;
- le secteur Autres est en décroissance organique, du fait notamment d'éléments non récurrents positifs comptabilisés en 2015 et de la contraction des activités d'ingénierie, dont les effets ne sont que partiellement compensés par la bonne performance opérationnelle des activités thermiques de production d'électricité en Europe.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 6,2 milliards d'euros, en croissance organique de +1,6% par rapport à l'exercice 2015. Au-delà des évolutions déjà commentées au niveau de l'EBITDA, s'ajoute au niveau de cet indicateur l'impact positif de la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015 et de la comptabilisation en actifs destinés à être cédés du portefeuille d'actifs de production *merchant* aux États-Unis.

4 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE

4.1 Amérique du Nord

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 814	3 673	+3,9%	-0,5%
EBITDA	475	633	-25,0%	-11,8%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(45)	(300)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	430	332	+29,4%	+61,3%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 3 814 millions d'euros, en hausse brute de +3,9% et en repli organique de -0,5%, en raison du recul des prix et des volumes de production, partiellement compensé par la croissance des volumes aux clients finaux. Cette variation brute tient également compte des impacts périmètre relatifs à l'acquisition d'OpTerra Energy Services en février 2016, et à la cession des actifs hydroélectriques *merchant* en juin 2016.

Les ventes d'électricité atteignent 65,8 TWh, en baisse de -2,9 TWh du fait de la contraction des volumes produits aux États-Unis, principalement causée par la diminution des prix de gros des commodités, mais également affectée par la cession citée précédemment. Les volumes de ventes aux clients finaux aux États-Unis sont en hausse, compensant ainsi en partie la réduction des volumes de production.

L'**EBITDA** atteint 475 millions d'euros, en baisse brute de -25,0% et en repli organique de -11,8%. Cette variation organique s'explique principalement par des marges plus faibles dans les activités de production aux États-Unis, partiellement compensées par une performance accrue des activités de commercialisation aux États-Unis et par des économies de coûts. La variation brute est négativement impactée par la cession des actifs hydroélectriques *merchant* et par la comptabilisation en actifs destinés à être cédés de certaines entités mises en équivalence.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** atteint 430 millions d'euros, en hausse brute de +29,4% et en croissance organique de +61,3%, en raison des effets positifs sur les dotations aux amortissements résultant à la fois du traitement comptable des actifs destinés à être cédés et des pertes de valeur comptabilisées en 2015.

4.2 Amérique Latine

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 075	4 197	-2,9%	+0,2%
EBITDA	1 696	1 563	+8,5%	+12,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(412)	(388)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 284	1 175	+9,3%	+13,2%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique Latine, impacté par la dépréciation du réal brésilien et du peso mexicain, est en baisse brute de -2,9% à 4 075 millions d'euros, et en augmentation organique de +0,2%.

Au Brésil, l'impact de l'inflation sur les prix moyens des contrats bilatéraux ne permet pas de compenser l'effet des prix *spot* particulièrement élevé dont avait bénéficié la performance en 2015. Le Pérou connaît une évolution positive grâce à la mise en service de la centrale hydroélectrique de Quitaracsa (octobre 2015) et de la centrale thermique de

Nodo Energetico (octobre 2016), tandis que le Mexique bénéficie de la mise en service de l'extension du gazoduc de Mayakan (avril 2015), de l'augmentation des volumes de gaz distribués et de hausses tarifaires. Au Chili, le recul du prix des commodités affecte les prix de vente.

Les ventes d'électricité sont en diminution de -0,7 TWh et s'élèvent à 59,3 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en augmentation de +3,9 TWh et s'établissent à 30,4 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 1 696 millions d'euros, en hausse brute de +8,5 % et en croissance organique de +12% par rapport à 2015 et ce, malgré l'impact négatif de la dépréciation du real brésilien et du peso mexicain. Cette progression de +12% s'explique par l'impact favorable d'une reprise de provision et par une meilleure performance du Pérou et du Mexique, partiellement compensée par des résultats plus faibles au Chili.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 284 millions d'euros, en variation organique de +13,2% principalement grâce à l'amélioration de l'EBITDA.

4.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 804	4 244	-10,4%	-12,1%
EBITDA	1 162	1 237	-6,0%	-4,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(239)	(265)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	923	972	-5,1%	-1,7%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 3 804 millions d'euros, en repli brut de -10,4% et organique de -12,1%. S'agissant des effets périmètre, la contribution des activités de services en Australie et en Nouvelle-Zélande acquises fin 2015 compense plus que largement l'effet négatif du taux de change, principalement dû à l'appréciation de l'euro face au baht thaïlandais et à la livre turque ainsi que l'effet de la cession de la centrale à charbon de Meenakshi en Inde en septembre 2016. Le recul organique s'explique à la fois par une baisse des volumes produits et par la répercussion de la baisse des coûts du gaz et du charbon sur les prix de vente de l'électricité en Thaïlande et en Turquie.

Les ventes d'électricité s'établissent à 51 TWh, en diminution de -3,8 TWh, en raison d'une baisse des volumes en Thaïlande et en Australie.

L'**EBITDA** atteint 1 162 millions d'euros, en baisse brute de -6,1% et en diminution organique de -4,6%, principalement du fait de la disponibilité réduite des centrales à charbon en Australie et d'une réduction des marges en Thaïlande, à Singapour et en Inde, dont l'impact est partiellement compensé par les économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018 et par la mise en service des actifs de production d'électricité en Afrique du Sud (Avon, West Coast et Dedisa).

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 923 millions d'euros, en variation organique de -1,7%, essentiellement pour les mêmes raisons que celles citées précédemment pour l'EBITDA. Il est également favorablement impacté par une diminution des charges d'amortissement en raison des pertes de valeur comptabilisées fin 2015.

4.4 Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 044	8 732	+3,6%	+3,4%
EBITDA	755	445	+69,5%	+69,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(383)	(354)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	371	91	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 9 044 millions d'euros, en hausse brute de +3,6% et organique de +3,4% par rapport à 2015. Cette hausse provient du redémarrage des centrales nucléaires de Doel 1, Doel 3 et Tihange 2 fin 2015. Celle-ci est en partie compensée par la baisse des prix de vente (sans impact sur les marges) dans les activités de commercialisation de gaz, ainsi que par la baisse des revenus dans les activités de services, notamment dans le secteur *Oil & Gas*.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité sont en hausse de +9,0 TWh, principalement en raison de la disponibilité accrue du parc nucléaire. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers reste stable à 46%. Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont en légère hausse (+1,1 TWh).

Les ventes de gaz naturel au Benelux sont de 49,2 TWh, en hausse de +2,2 TWh par rapport à fin 2015. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers reste stable à 43%.

L'**EBITDA** s'établit à 755 millions d'euros, en forte hausse de +69,5% en brut, du fait du redémarrage des trois centrales nucléaires en fin d'année dernière, des économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018 et ce, malgré la baisse des activités de services.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la hausse de l'EBITDA.

4.5 France

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	20 332	20 248	+0,4%	+0,2%
EBITDA	1 315	1 274	+3,2%	+4,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(620)	(565)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	695	709	-1,9%	+2,8%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %
Ventes de gaz	154,1	150,1	+2,7%
Ventes d'électricité	56,9	50,9	+11,8%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	2,2	(6,6)	+8,8

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 20 332 millions d'euros, en légère hausse de +0,4% en brut et de +0,2% en organique du fait de la croissance des ventes d'électricité à la fois sur le marché des professionnels et des particuliers et d'un effet température positif sur les ventes de gaz que compense la baisse du nombre de clients et des prix de vente.

Les ventes de gaz naturel augmentent de +4,0 TWh dont +8,8 TWh liés à l'effet température et -4,8 TWh du fait des pertes de clients liées à la pression concurrentielle. ENGIE dispose d'une part de marché d'environ 74% sur le marché des particuliers et d'environ 25% sur le marché d'affaires. Les ventes d'électricité augmentent de +6,0 TWh par rapport à l'année 2015 et poursuivent leur développement aussi bien pour les ventes aux clients particuliers (+2,1 TWh) que pour les ventes sur le segment des professionnels (+2,5 TWh) ainsi que pour la production d'électricité renouvelable (+1,4 TWh).

L'**EBITDA** s'établit à 1 315 millions d'euros, en croissance organique de +4,3%, s'expliquant notamment par la bonne performance des activités de réseaux de chaleur, par la hausse des volumes vendus dans les activités de ventes d'électricité aux clients particuliers et professionnels, par la hausse de la production des renouvelables, par la bonne performance des services BtoB et par la bonne maîtrise des coûts. Ces effets sont en partie compensés par la baisse des prix et des volumes de gaz vendus aux professionnels.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 695 millions d'euros, en croissance organique de +2,8% en lien avec la croissance organique de l'EBITDA.

4.6 Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	8 118	8 491	-4,4%	+1,9%
EBITDA	612	559	+9,5%	+19,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(202)	(218)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	410	341	+20,2%	+36,4%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 8 118 millions d'euros, en diminution brute de -4,4%, reflétant l'impact du taux de change (principalement dû à la dépréciation de la livre sterling) et la cession des activités de commercialisation en Hongrie en septembre 2015. La croissance organique de +1,9% s'explique notamment par la hausse des revenus des activités de service et par des conditions météorologiques favorables en Roumanie qui font plus que compenser la baisse des tarifs de distribution de gaz en Roumanie.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de +1,1 TWh pour atteindre 29,1 TWh. Les ventes de gaz sont en baisse de -6,3 TWh et s'établissent à 68,2 TWh, principalement en raison de la cession des activités de commercialisation en Hongrie.

L'**EBITDA** atteint 612 millions d'euros, enregistrant une hausse organique de +19,2%. Cette évolution s'explique notamment par les impacts positifs du programme de performance *Lean* 2018, par la hausse des marges des activités de services au Royaume-Uni et l'amélioration de la performance des activités de commercialisation d'énergie en Italie ; amélioration en partie compensée par l'impact de la baisse des tarifs de distribution du gaz en Roumanie.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 410 millions d'euros, en variation organique de +36,4% en lien avec l'évolution positive de l'EBITDA.

4.7 Infrastructures Europe

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 267	3 027	+8,0%	+8,1%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 762	6 585	+2,7%	
EBITDA	3 459	3 381	+2,3%	+2,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 390)	(1 327)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 068	2 054	+0,7%	+0,6%

Le **chiffre d'affaires** total du secteur Infrastructures Europe, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 762 millions d'euros, en hausse de +2,7% par rapport à 2015, du fait :

- de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+3,9% au 1^{er} juillet 2015 et +2,8% au 1^{er} juillet 2016) et de celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+2,5% au 1^{er} avril 2015 et +4,6% au 1^{er} avril 2016) en France ;
- d'un effet température favorable⁽¹⁾.

Et ce malgré :

- une moindre commercialisation des capacités de stockage en France ;
- la baisse des opérations d'achat/vente de gaz pour maintenir les performances techniques des stockages (faiblesse des *spreads* été/hiver).

Le chiffre d'affaires contributif atteint 3 267 millions d'euros en progression de +8,0 % par rapport à 2015. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers et l'effet favorable des hausses tarifaires.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 3 459 millions d'euros, en hausse de +2,3% par rapport à l'année précédente grâce à l'augmentation du chiffre d'affaires.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 2 068 millions d'euros, en hausse de +0,7% par rapport à 2015 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse du fait des mises en service de GRTgaz et GRDF en 2015.

4.8 GEM & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	8 981	11 320	-20,7%	-20,5%
EBITDA	3	196	-98,3%	-98,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(77)	(86)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(74)	110	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM & GNL au 31 décembre 2016 s'élève à 8 981 millions d'euros, en baisse de -20,7% par rapport à fin décembre 2015. Cette évolution s'explique principalement par la chute des prix de vente des commodités en Europe comme en Asie par rapport à l'an passé.

(1) 12,2 TWh de température chaude en 2015 et -4 TWh de température froide en 2016 soit +114 millions d'euros valorisés à 7 €/MWh.

Les ventes externes de GNL sont stables à 81 TWh, soit 108 cargaisons.

L'**EBITDA** s'établit à 3 millions d'euros, en baisse par rapport à fin décembre 2015, principalement du fait de produits liés à la révision des conditions d'approvisionnement en gaz survenue en 2015 plus conséquents qu'en 2016, ainsi que de l'arrêt des livraisons de GNL en provenance du Yémen depuis avril 2015. Ces effets ont été partiellement compensés par des opportunités de vente de GNL en Asie survenues au quatrième trimestre 2016 et par des gains significatifs réalisés dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à -74 millions d'euros à fin décembre 2016, en décroissance brute et organique, en lien avec l'EBITDA.

4.9 E&P

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 799	2 242	-19,8%	-17,8%
EBITDA	1 198	1 514	-20,9%	-18,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(662)	(969)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	536	546	-1,8%	-0,2%

Le **chiffre d'affaires** du secteur E&P s'élève à 1 799 millions d'euros au 31 décembre 2016, en baisse de -19,8% en brut et -17,8% en organique. Ce recul s'explique principalement par l'impact de la chute des prix du gaz et du pétrole et par la baisse de la production totale d'hydrocarbures de -2,8 Mbep (56,3 Mbep à fin décembre 2016 versus 59,1 Mbep à fin décembre 2015) sur la période, avec l'arrêt, début juin, de la production de Njord et Hyme en Norvège, partiellement compensé par la bonne performance des autres actifs et par les derniers impacts de la mise en service de Gudrun. Les écarts de taux de change expliquent le reste de la variation brute.

L'**EBITDA** s'élève à 1 198 millions d'euros, en baisse de -20,9% en variation brute et -18,9% en variation organique. Cette décroissance est en ligne avec celle du chiffre d'affaires que compense partiellement la forte réduction des coûts d'extraction et d'exploration.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 536 millions d'euros à fin décembre 2016, en baisse brute de -1,8% et en baisse organique de -0,2% ; la baisse de l'EBITDA étant en grande partie compensée par la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015 et par de moindres charges relatives aux coûts d'exploration pré-capitalisés.

4.10 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 405	3 710	-8,2%	-6,7%
EBITDA	15	472	-96,9%	-92,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(487)	(476)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(472)	(4)	NA	NA

Le secteur Autres englobe les activités de (i) la BU Génération Europe, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de Solairedirect et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffres d'affaires** s'établit à 3 405 millions d'euros, en diminution brute de -8,2% et organique de -6,7%. L'effet de change négatif de la livre sterling est partiellement compensé par les contributions positives des entrées de périmètre liées aux diverses acquisitions dont Solairedirect. La baisse organique est principalement liée aux fermetures des centrales à charbon de Rugeley (1 GW) début juin 2016, de Gelderland (0,6 GW) fin 2015 et de la centrale à gaz de Twinerg (0,4 GW) en juin 2016.

Les ventes d'électricité s'établissent à 21,6 TWh, en baisse de -0,5 TWh par rapport à 2015. Les fermetures des centrales de Rugeley, Gelderland et Twinerg sont compensées par la hausse de la production des centrales à gaz aux Pays-Bas principalement.

L'**EBITDA** s'élève à 15 millions d'euros, en décroissance brute et organique par rapport à fin décembre 2015, du fait d'éléments non récurrents positifs en 2015 (dont des dommages et intérêts de retard reçus dans le cadre de deux projets de centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas) et de la contraction des activités d'ingénierie de Tractebel et ce, malgré une meilleure performance des activités thermiques de production d'électricité avec notamment la mise en service de Wilhelmshaven en octobre 2015.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -472 millions d'euros, en baisse brute et organique, en lien avec celle de l'EBITDA.

5 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6 172	6 326	-2,4%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	1 254	(261)	
Pertes de valeur	(4 192)	(8 748)	
Restructurations	(476)	(265)	
Effets de périmètre	544	(46)	
Autres éléments non récurrents	(850)	(248)	
Résultat des activités opérationnelles	2 452	(3 242)	NA
Résultat financier	(1 380)	(1 547)	
Impôts sur les bénéfices	(909)	(324)	
RÉSULTAT NET	163	(5 113)	NA
dont Résultat net part du Groupe	(415)	(4 617)	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	579	(496)	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 452 millions d'euros, en progression par rapport au 31 décembre 2015 principalement en raison (i) de moindres pertes de valeur comptabilisées sur l'exercice 2016, (ii) de l'impact positif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (iii) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs et de titres disponibles à la vente, partiellement compensés (iv) par la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et (v) par la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique, au démantèlement et remise en état de la centrale d'Hazelwood et de la mine de charbon adjacente en Australie, et aux plans de restructurations engagés dans le cadre du programme de transformation du Groupe.

Le Groupe a constaté au 31 décembre 2016 des pertes de valeur de 1 690 millions d'euros sur les *goodwill*, 2 485 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 147 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portent principalement sur les secteurs reportables Benelux, GEM & GNL, France et Amérique du Nord. 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 -3 866 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 8.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés.

En 2015, le Groupe avait constaté des pertes de valeur de 2 628 millions d'euros sur les *goodwill*, 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 portaient principalement sur les secteurs reportables E&P, GEM & GNL, Afrique/Asie, Amérique du Nord et France.

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact positif de +1 254 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 -261 millions d'euros au 31 décembre 2015. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement positifs sur ces positions, et par des effets nets positifs liés au débouclage de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2015 ;
- des charges de restructuration de -476 millions d'euros (contre -265 millions d'euros au 31 décembre 2015) comprenant notamment (i) des coûts liés aux décisions d'arrêt d'exploitation et de fermeture de certaines entités, site immobiliers et centrales de production d'électricité pour 230 millions d'euros et (ii) des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs mis en œuvre dans le cadre du programme de transformation du Groupe et de mesures d'adaptation au contexte économique pour 154 millions d'euros ;
- des «Effets de périmètre» (résultats de cessions d'entités consolidées et gains de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à 544 millions d'euros, comprenant les gains enregistrés sur la cession de la totalité de la participation de 40,5% du Groupe dans les centrales à charbon de Piton en Indonésie pour 225 millions d'euros, de la cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN)

au Chili pour 211 millions d'euros et de la cession de la participation de 89,9% dans les centrales à charbon de Meenakshi en Inde pour 84 millions d'euros (*cf. Note 4.1*) ;

- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -850 millions d'euros comprenant notamment la charge nette de -584 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (*cf. Note 18.2*), ainsi qu'une charge de -124 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de remise en état du site de la centrale d'Hazelwood et de la mine de charbon adjacente en Australie suite à l'approbation fin 2016 par les actionnaires de la fermeture du site et du plan de réhabilitation.

L'amélioration du résultat financier (-1 380 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre -1 547 millions d'euros au 31 décembre 2015) résulte de la baisse du coût de la dette brute ainsi que de moindres charges non récurrentes par rapport au 31 décembre 2015.

La charge d'impôt au 31 décembre 2016 s'établit à -909 millions d'euros (contre -324 millions d'euros au 31 décembre 2015). Elle comprend un produit d'impôt de +824 millions d'euros relatifs aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre 1 110 millions d'euros en 2015), lesquels incluent notamment pour +904 millions d'euros l'impact de la réévaluation au nouveau taux de 28,92% prévu par la Loi de Finance 2017 des impôts différés comptabilisés par les entités françaises et +326 millions d'euros provenant des pertes de valeurs comptabilisées en 2016 sur les actifs corporels et incorporels. Retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 41,9%, en augmentation par rapport au taux effectif récurrent de 2015 (39,0%) en raison notamment des effets liés à la reprise de provisions pour litiges fiscaux en 2015.

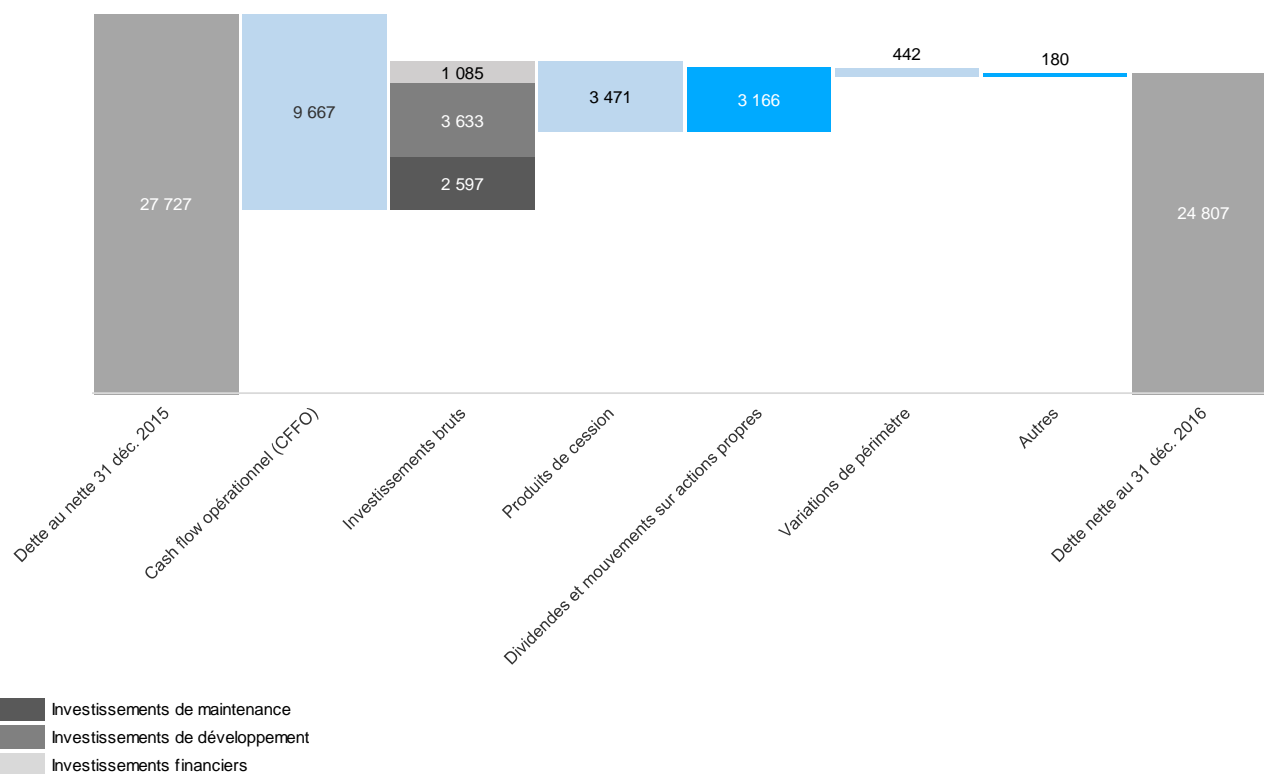
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à +579 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2015, notamment en raison de l'impact de la plus-value de cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) via notre filiale ENGIE Energía Chile détenue à 53%, ainsi que de l'amélioration des résultats de nos activités dans l'exploration-production et en Australie.

6 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La **dette nette** s'établit à 24,8 milliards d'euros, en baisse de 2,9 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2015. Cette amélioration s'explique principalement par la génération de *cash flow* opérationnel sur l'exercice (9,7 milliards d'euros) et les premiers effets du programme de rotation de portefeuille (4,0 milliards d'euros) avec notamment les cessions (i) du portefeuille d'actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis, (ii) d'actifs de production thermique d'électricité en Indonésie et en Inde, (iii) des parcs éoliens exploités par Maïa Eolis à Futures Energies Investissements Holding (FEIH), coentreprise détenue à parts égales avec Crédit Agricole Assurances, (iv) des titres disponibles à la vente (Ores Assets en Belgique et TgP au Pérou) et (v) la mise en place d'un partenariat dans le projet TEN entraînant la cession de 50% de cette participation au Chili. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur la période (7,3 milliards d'euros), (ii) le 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).

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 2016 à 2,32 :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Endettement financier net	24 807	27 727
EBITDA	10 689	11 274
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,32	2,46

6.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 10 263 millions d'euros au 31 décembre 2016, en baisse de 679 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2015.

L'évolution de la MBAO suit celle de l'EBITDA.

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact positif de 1,4 milliards d'euros en lien avec l'évolution du prix des commodités par rapport au 31 décembre 2015.

6.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 7 315 millions d'euros et comprennent :

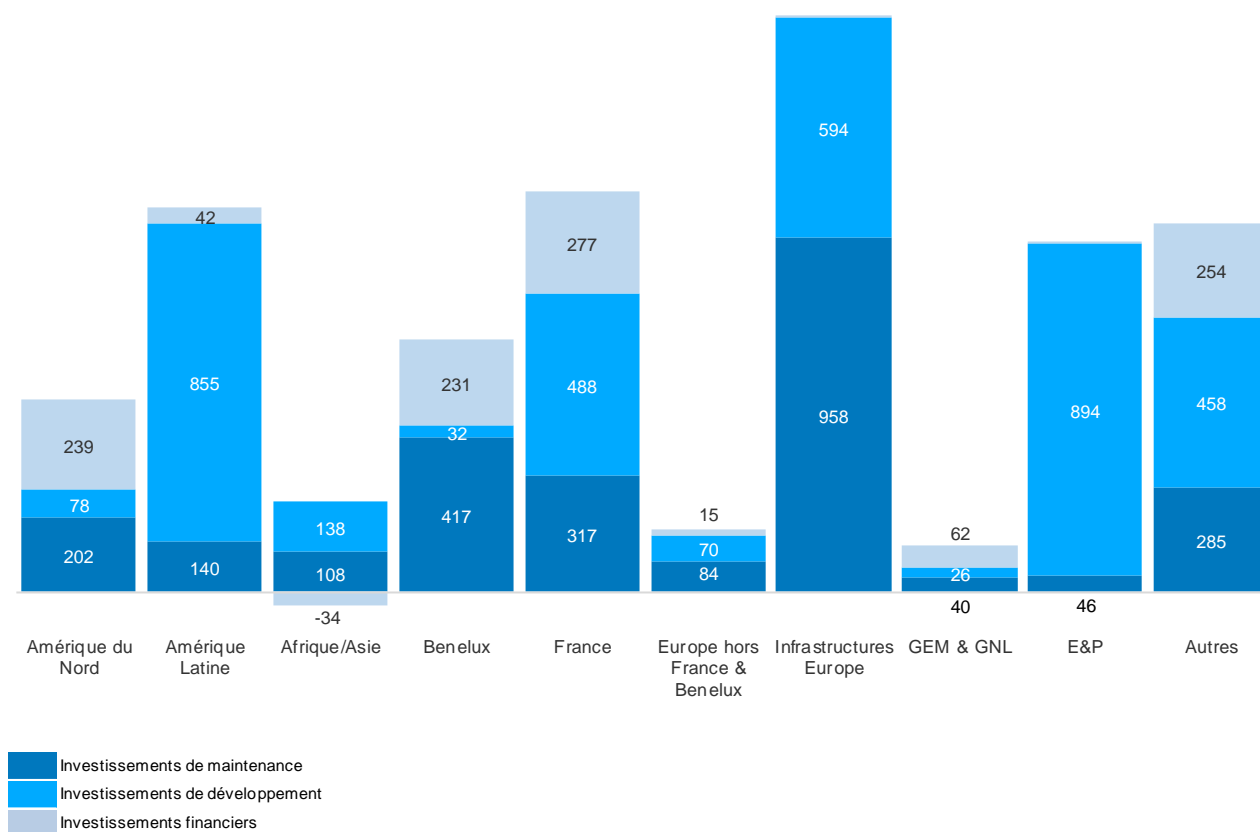
- des investissements financiers pour 1 085 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement de l'acquisition d'OpTerra Energy Services et de Green Charge Networks aux États-Unis pour respectivement 187 millions d'euros et 51 millions d'euros, de l'acquisition de 51% des actions de Maïa Eolis (éolien en France) pour 152 millions d'euros, et de l'augmentation de 248 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 3 633 millions d'euros, dont 855 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales et de développement de champs éoliens au Pérou, au Chili, et au Brésil), 894 millions d'euros sur le secteur E&P (développement de champs gaziers principalement en Algérie, en Indonésie, au Royaume-Uni et en Norvège), 594 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe, et enfin 429 millions d'euros pour le développement de projets photovoltaïque de Solairedirect principalement en Inde et au Chili ;
- et des investissements de maintenance de 2 597 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant *cash* de 3 471 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis pour 868 millions d'euros, de la totalité de sa participation de 40,5% dans Paiton et de 89,9% dans Meenakshi pour respectivement 1 268 millions d'euros et -278 millions d'euros, d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) pour 272 millions d'euros, ainsi que des titres Ores Assets pour 410 millions d'euros.

En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-442 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 3 402 millions d'euros.

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

En millions d'euros



6.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 3 166 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 2 397 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2015 (soit 0,50 euro par action) versé en mai 2016 et à l'acompte sur dividende (soit 0,50 euro par action) versé en octobre 2016 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 541 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 146 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.4 Endettement net au 31 décembre 2016

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 77% en euros, 13% en dollars américains et 3% en livres sterling au 31 décembre 2016.

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 9,4 ans.

Au 31 décembre 2016, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,6 milliards d'euros.

7 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation nette
Actifs non courants	98 905	101 204	(2 299)
dont <i>goodwills</i>	17 372	19 024	(1 652)
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	64 378	64 001	378
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	6 624	6 977	(353)
Actifs courants	59 595	59 454	141
Capitaux propres	45 447	48 750	(3 303)
Provisions	22 208	18 835	3 372
Dettes financières	36 950	39 155	(2 206)
Autres passifs	53 895	53 917	(22)

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 64,4 milliards d'euros, en hausse de +0,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de l'année (+6,1 milliards d'euros), des autres variations (+1,0 milliard d'euros principalement relatif à l'augmentation de l'actif de démantèlement reconnu en contrepartie des provisions comptabilisées au titre du démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique), des écarts de conversion (+0,6 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-4,4 milliards d'euros) et les pertes de valeurs (-2,5 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont en baisse de -1,7 milliards d'euros à 17,4 milliards d'euros essentiellement suite aux pertes de valeurs comptabilisées.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 45,5 milliards d'euros, en baisse de -3,3 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,9 milliards d'euros) et des autres éléments du résultat global (-0,5 milliard d'euros principalement relatifs aux écarts actuariels et aux couvertures d'investissement net ou de flux de trésorerie nets d'impôts partiellement compensés par des écarts de conversion).

Les **provisions** s'élèvent à 22,2 milliards d'euros, en hausse de 3,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette augmentation provient principalement de l'impact de la révision des provisions pour démantèlement d'installations nucléaires (+1,1 milliards d'euros), des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (+0,7 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période et des impacts de la désactualisation des provisions (+0,6 milliard d'euros).

8 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 2016, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 17 939 millions d'euros en retrait de 10% par rapport à 2015, notamment sous l'effet de la baisse des ventes de gaz compensée pour partie par l'activité électricité en progression.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à -1 252 millions d'euros contre -744 millions d'euros en 2015. Cette diminution provient pour l'essentiel de la baisse de la marge énergie et de l'augmentation des autres charges externes hors coûts des infrastructures.

Le résultat financier est positif à 1 294 millions d'euros contre 1 089 millions d'euros sur l'exercice 2015. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 2 043 millions d'euros contre 2 055 millions d'euros en 2015, et le coût de la dette en légère diminution à -744 millions d'euros, principalement composé des charges d'intérêts sur les emprunts obligataires.

Le résultat exceptionnel est négatif à hauteur de -266 millions d'euros. Celui-ci s'explique à hauteur de -190 millions d'euros par une provision pour litige, une dépréciation d'un actif incorporel contractuel ainsi que diverses dépenses engagées sur des opérations de restructuration. Le complément provient notamment à hauteur de -54 millions d'euros de dépréciations nettes sur titres et pour -39 millions d'euros d'amortissements dérogatoires.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 672 millions d'euros contre un produit d'impôt de 540 millions d'euros en 2015 (ces montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 405 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 350 millions d'euros en 2015).

Le résultat net ressort à 448 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 37 976 millions d'euros contre 39 903 millions d'euros à fin 2015, principalement sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire. Le bénéfice distribuable s'élève à 1 941 millions d'euros et la capacité distributive à 34 741 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, les dettes financières, ressortent à 30 709 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 5 075 millions d'euros (dont 3 077 millions d'euros de comptes courant filiales).

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. 2016			31 déc. 2015		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Échues	93	149	242	20	112	132
À 30 jours	260	347	607	254	30	284
À 45 jours	65	4	69	141	253	394
À + 45 jours	17	-	17	54	-	54
TOTAL	435	500	935	469	395	864

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	26
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	27
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	28
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES.....	30
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	32

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Chiffre d'affaires	7.1	66 639	69 883
Achats		(36 688)	(39 308)
Charges de personnel	7.2	(10 231)	(10 168)
Amortissements, dépréciations et provisions	7.3	(4 869)	(5 007)
Autres charges opérationnelles		(10 841)	(11 163)
Autres produits opérationnels		1 399	1 617
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7	5 408	5 854
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	764	473
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		6 172	6 326
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	1 254	(261)
Pertes de valeur	8.2	(4 192)	(8 748)
Restructurations	8.3	(476)	(265)
Effets de périmètre	8.4	544	(46)
Autres éléments non récurrents	8.5	(850)	(248)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	8	2 452	(3 242)
Charges financières		(2 245)	(2 413)
Produits financiers		865	866
RÉSULTAT FINANCIER	9	(1 380)	(1 547)
Impôt sur les bénéfices	10	(909)	(324)
RÉSULTAT NET		163	(5 113)
Résultat net part du Groupe		(415)	(4 617)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		579	(496)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	11	(0,23)	(1,99)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	11	(0,23)	(1,99)

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2016 Quote-part du Groupe	31 déc. 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2015	31 déc. 2015 Quote-part du Groupe	31 déc. 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		163	(415)	579	(5 113)	(4 617)	(496)
Actifs financiers disponibles à la vente	15	146	144	2	(19)	(19)	-
Couverture d'investissement net		(86)	(86)	-	(364)	(364)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	(250)	(260)	10	277	263	13
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	(641)	(401)	(240)	101	(1)	103
Impôts différés sur éléments ci-dessus	10	386	286	100	(65)	(18)	(47)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		108	108	-	(162)	(162)	-
Écarts de conversion		474	306	168	903	799	105
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		137	97	40	671	498	173
Pertes et gains actuariels	19	(670)	(628)	(42)	446	433	13
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	10	47	49	(2)	(139)	(135)	(4)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(50)	(50)	-	(34)	(34)	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(672)	(628)	(44)	274	264	9
RÉSULTAT GLOBAL		(371)	(946)	575	(4 168)	(3 855)	(313)

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

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	13	6 639	7 013
Goodwills	12	17 372	19 024
Immobilisations corporelles nettes	14	57 739	56 988
Titres disponibles à la vente	15	2 997	3 016
Prêts et créances au coût amorti	15	2 250	2 377
Instruments financiers dérivés	15	3 603	4 026
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	6 624	6 977
Autres actifs	26	431	503
Impôts différés actif	10	1 250	1 280
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		98 905	101 204
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	595	731
Instruments financiers dérivés	15	9 047	10 857
Clients et autres débiteurs	15	20 835	19 349
Stocks	26	3 656	4 207
Autres actifs	26	10 692	9 348
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 439	1 172
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	9 825	9 183
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	3 506	4 607
TOTAL ACTIFS COURANTS		59 595	59 454
TOTAL ACTIF		158 499	160 658

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Capitaux propres part du Groupe		39 578	43 078
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 870	5 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	45 447	48 750
Passifs non courants			
Provisions	18	19 461	16 804
Dettes financières	15	24 411	28 123
Instruments financiers dérivés	15	3 410	4 216
Autres passifs financiers	15	200	237
Autres passifs	26	1 203	1 108
Impôts différés passif	10	6 775	8 131
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		55 461	58 619
Passifs courants			
Provisions	18	2 747	2 032
Dettes financières	15	12 539	11 032
Instruments financiers dérivés	15	9 228	8 642
Fournisseurs et autres créanciers	15	17 075	17 101
Autres passifs	26	15 702	13 782
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	300	699
TOTAL PASSIFS COURANTS		57 591	53 288
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		158 499	160 658

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- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2014	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				(2 392)					(2 392)	(482)	(2 875)
Achat/vente d'actions propres				(134)				135	1	-	1
Coupons des titres super- subordonnés					(145)				(145)	-	(145)
Transactions entre actionnaires				(60)					(60)	21	(39)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(73)					(73)	-	(73)
Augmentations/réductions de capital souscrites par les 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

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.

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
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
Résultat net				(415)					(415)	579	163
Autres éléments du résultat global				(628)		(209)	306		(531)	(3)	(535)
RÉSULTAT GLOBAL				(1 044)	-	(209)	306	-	(946)	575	(371)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37	-	37
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17.2.3)				(2 397)					(2 397)	(507)	(2 903)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 17.1.2)				(72)				61	(11)	-	(11)
Coupons des titres super- subordonnés (cf. Note 17.2.1)					(146)				(146)	-	(146)
Transactions entre actionnaires				(37)					(37)	20	(17)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				6					6	-	6
Augmentations/réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	81	81
Autres variations				(7)					(7)	27	20
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	2 435	32 506	1 967	3 273	(1 137)	1 296	(761)	39 578	5 870	45 447

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. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT NET		163	(5 113)
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(764)	(473)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		469	503
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		9 995	13 890
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(676)	(47)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(1 254)	261
- Autres éléments sans effet de trésorerie		41	50
- Charge d'impôt		909	324
- Résultat financier		1 380	1 547
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		10 263	10 942
+ Impôt décaissé		(1 459)	(1 722)
Variation du besoin en fonds de roulement	26.1	1 369	1 163
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		10 174	10 383
Investissements corporels et incorporels	5.5	(6 230)	(6 459)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.5	(411)	(259)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.5	(208)	(241)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	5.5	(391)	(252)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		202	507
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		983	(48)
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		1 457	1
Cessions de titres disponibles à la vente		768	41
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		-	133
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		145	103
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.5	30	245
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(3 655)	(6 230)
Dividendes payés ⁽¹⁾		(3 155)	(3 107)
Remboursement de dettes financières		(4 760)	(4 846)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(257)	296
Intérêts financiers versés		(799)	(918)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		137	126
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(236)	(660)
Augmentation des dettes financières		2 994	5 834
Augmentation/diminution de capital		78	21
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(11)	1
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.5	(26)	(42)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(6 034)	(3 295)
Effet des variations de change et divers		157	(221)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		642	637
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		9 183	8 546
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		9 825	9 183

(1) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 146 millions d'euros au 31 décembre 2016 et 145 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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.

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES.....	34
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2016.....	58
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	66
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	75
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	81
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE	84
Note 7	ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	91
Note 8	RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	92
Note 9	RÉSULTAT FINANCIER	101
Note 10	IMPÔTS	103
Note 11	RÉSULTAT PAR ACTION	107
Note 12	GOODWILLS.....	108
Note 13	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES.....	114
Note 14	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	116
Note 15	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	118
Note 16	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	129
Note 17	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	143
Note 18	PROVISIONS	146
Note 19	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME.....	152
Note 20	ACTIVITÉ EXPLORATION-PRODUCTION.....	161
Note 21	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	163
Note 22	CONTRATS DE LOCATION SIMPLE	165
Note 23	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	166
Note 24	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	169
Note 25	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS.....	171
Note 26	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS	172
Note 27	LITIGES ET CONCURRENCE.....	173
Note 28	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	179
Note 29	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	180
Note 30	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	181

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

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

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

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

En date du 1^{er} mars 2017, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2016.

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 2015 et 2016 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 2016, 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 2016 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2015 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 2016

- 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.

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

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

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2017 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie : Initiative concernant les informations à fournir*⁽¹⁾.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat : Comptabilisation d'actifs d'impôt différé au titre de pertes latentes*⁽¹⁾.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2017

- IFRS 9 – *Instruments financiers*

Un projet a été initié en 2015 au sein du Groupe, structuré autour des trois volets de la nouvelle norme.

Pour la phase I, «classification et évaluation», le principal impact attendu concerne la reclassification des titres disponibles à la vente, actuellement reconnus à la juste valeur par capitaux propres. Selon IFRS 9, ils seront essentiellement comptabilisés soit en instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres ou par résultat, soit en instruments de dette évalués à la juste valeur par capitaux propres.

Pour la phase II, «dépréciation», des méthodes de calcul de pertes de crédit attendues ont été établies conformément au nouveau texte. Les analyses d'impacts se poursuivront en 2017.

Le Groupe est également concerné pour la phase III, par les aspects relatifs à la comptabilité de couverture des risques liés à l'endettement mais n'anticipe pas, à ce jour, d'impact significatif.

Le Groupe va appliquer cette nouvelle norme à compter de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2018, sans opter pour son application anticipée.

- IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients*

Un projet Groupe a été déployé 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 réalisés ont conduit à identifier, à date, deux sujets susceptibles d'avoir un impact sur le chiffre d'affaires consolidé.

Dans certains pays où le Groupe est commercialisateur d'énergie sans en être le distributeur, l'analyse, selon IFRS 15, peut amener à ne reconnaître en chiffre d'affaires que la vente d'énergie. Ce traitement conduira à une diminution du chiffre d'affaires, sans impact sur la marge énergie.

Les transactions achat/vente sur commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers*, sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 15. Les ventes qui en découlent devraient dès lors être présentées sur une ligne distincte du chiffre d'affaires IFRS 15.

Le Groupe va appliquer cette nouvelle norme à compter de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2018, sans opter pour son application anticipée.

- IFRS 16 – *Contrats de location*⁽¹⁾

Un projet interne a été structuré dès la publication de la norme IFRS 16. L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location au sens de la nouvelle norme, sans distinction entre contrats de «location simple», actuellement repris en engagements hors bilan (cf. Note 22), et contrats de «location-financement».

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

Les travaux d'analyse d'impacts liés à la transition se poursuivront en 2017. Ils portent notamment sur le recensement des contrats de location dans l'ensemble du Groupe et sur leur analyse au regard des critères du nouveau texte (identification d'un contrat de location, appréciation de la durée du contrat, évaluation et détermination des taux d'actualisation, etc.).

- Amendements IFRS 2 – *Paiement fondé sur des actions : Classement et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions*⁽¹⁾.
- IFRIC 22 – *Transactions en monnaie étrangère et contrepartie anticipée*⁽¹⁾.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016⁽²⁾.

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

1.1.4 Rappel des options de transition IFRS 1

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

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

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

(2) Les améliorations de ce cycle sont applicables en 2018 hormis celle concernant IFRS 12 applicable en 2017.

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 immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit « en compteur » (se reporter au § 1.3.1.6) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (se reporter à la Note 10.3).

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

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

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

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

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des 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 principales UGT *goodwill*, les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- UGT Benelux

Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT 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). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

- UGT GRDF

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 5» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016 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 5. 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 2022. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution.

- UGT France BtoC

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité en France, l'évolution de la part du marché du Groupe ainsi que les prévisions des taux de marge de commercialisation.

- UGT France Renouvelables

Les hypothèses clés du test comprennent notamment les perspectives de renouvellement des concessions hydroélectriques en France, l'évolution des prix de vente de l'électricité ainsi que les taux d'actualisation.

- UGT Génération Europe

Les principales hypothèses et estimations utilisées portent sur l'évolution de la demande d'électricité, les prévisions de prix du CO₂, des combustibles et de l'électricité ainsi que sur le niveau des taux d'actualisation.

- UGT Storengy

Les hypothèses clés du test portent sur (i) les prévisions de ventes de capacités en France et en Allemagne, lesquelles dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel, ainsi que (ii) l'évolution des hypothèses réglementaires concernant les activités de stockage souterrain de gaz naturel en France.

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) (cf. Note 18.2) ;
- 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) (cf. Notes 18.2 et 18.3) ;
- 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 figurent dans la Note 2 «Principales filiales au 31 décembre 2016» 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 goodwills

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

Regroupements réalisés avant le 1^{er} janvier 2010

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

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

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'édictees 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, Doel 1 et Doel 2, 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,
 - 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 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 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.

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, 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 2016

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2016

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.

Certaines sociétés, à l'instar d'ENGIE SA, d'ENGIE Energie Services SA, ou d'Electrabel SA, comportent des activités opérationnelles et des fonctions de siège rattachées managérialement à différents secteurs reportables. Dans les tableaux qui suivent, ces activités opérationnelles et fonctions de siège sont présentées au sein de leur secteur reportable respectif sous la dénomination de leur société d'origine suivie du signe (*).

Amérique du Nord

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America ⁽¹⁾	Production d'électricité	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0		IG	
Distrigas of Massachussetts	Terminaux méthaniers	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Ecova	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016.

Amérique Latine

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8	IG	IG
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8	IG	IG
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7	IG	IG

Afrique/Asie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
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
Groupe Loy Yang B	Production d'électricité	Australie	70,0	70,0	IG	IG
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0	IG	IG

Benelux

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Electrabel SA (*)	Production d'électricité/ Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. (*)	Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG

France

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
ENGIE SA (*)	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA (*)	Services à l'énergie/ Réseaux	France	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
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	64,4	64,4	IG	IG

Europe hors France et Benelux

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Italia S.p.A (*)	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
COFELY Italia S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0	IG	IG
ENGIE UK Retail	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG

Infrastructures Europe

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
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	74,7	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

GEM & GNL

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Electrabel SA (*)	Energy management trading	France/ Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France/ Belgique/ Singapour	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management (*)	Energy management trading	France/ Belgique/ Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Gas & LNG LLC	Gaz naturel/ GNL	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE SA (*)	Energy management trading/ Ventes d'énergie/ GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

E&P

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
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
ENGIE E&P Nederland B.V.	Exploration-production	Pays-Bas	70,0	70,0	IG	IG
ENGIE E&P Deutschland GmbH	Exploration-production	Allemagne	70,0	70,0	IG	IG
ENGIE E&P Norge AS	Exploration-production	Norvège	70,0	70,0	IG	IG
ENGIE E&P UK Ltd.	Exploration-production	Royaume-Uni	70,0	70,0	IG	IG

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
ENGIE SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA (*)	Holding/ Production d'électricité	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA (*)	Holding	France	100,0	100,0	IG	IG
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE CC	Filiales financières/ 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	100,0	96,6	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. (*)	Production d'électricité	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland AG (*)	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	57,0	57,0	IG	IG
ENGIE Energia Polska SA (*) ⁽¹⁾	Production d'électricité	Pologne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0	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
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016.

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 (secteur E&P) : 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 International). 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 International, 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 (secteur Infrastructures Europe) : 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^{ème} Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment 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.

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» - secteur France) : 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 considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car 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» - secteur Autres) : 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% ; le flottant représentant environ 49% du capital. ENGIE dispose de la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales en raison de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Le Groupe détient également la majorité des sièges au Conseil d'Administration. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT.

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 2016 et au 31 décembre 2015, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	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. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
En millions d'euros									
Groupe GRTgaz (Infrastructures Europe, France)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,3	25,3	137	86	987	945	86	91
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	112	45	941	838	47	26
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	131	130	621	507	105	68
Groupe GLOW (Afrique/Asie, Thaïlande) ⁽¹⁾	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	94	107	599	566	84	71
Groupe ENGIE Romania (Europe hors France & Benelux, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergies	49,0	49,0	39	44	470	433	-	22
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) ⁽¹⁾	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	27	23	355	386	59	54
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	45	65	351	312	19	17
Groupe ENGIE E&P International (E&P, France et autres pays)	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	30,0	30,0	(47)	(641)	320	363	-	22
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				40	(355)	1 226	1 322	106	111
TOTAL				579	(496)	5 870	5 672	507	482

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia et GLOW ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.

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 Energía Chile		Groupe ENGIE Brasil Energia		Groupe GLOW	
	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
<i>En millions d'euros</i>								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	1 993	1 956	876	1 033	1 670	1 750	1 343	1 679
Résultat net	544	342	223	86	417	415	241	271
Résultat net part du Groupe	406	255	111	41	286	285	147	164
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(26)	1	41	78	192	(249)	35	44
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	381	257	152	119	478	36	183	208
État de situation financière								
Actifs courants	586	641	601	504	957	1 103	588	626
Actifs non courants	9 114	8 966	2 601	2 435	3 162	2 449	2 558	2 695
Passifs courants	(699)	(691)	(280)	(248)	(489)	(730)	(383)	(419)
Passifs non courants	(5 094)	(5 177)	(997)	(994)	(1 772)	(1 312)	(1 300)	(1 416)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	3 908	3 739	1 926	1 697	1 858	1 511	1 463	1 486
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	987	945	941	838	621	507	599	566
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	1 069	925	266	313	658	723	432	522
Flux issus des activités d'investissement	(619)	(559)	(55)	(351)	(355)	(232)	(17)	(50)
Flux issus des activités de financement	(450)	(210)	(109)	(66)	(437)	(277)	(456)	(374)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE⁽¹⁾	-	156	102	(105)	(134)	214	(41)	99

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

	Groupe ENGIE Romania		Gaztransport & Technigaz		ENGIE Energía Perú		Groupe ENGIE E&P International	
	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
<i>En millions d'euros</i>								
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	989	975	236	226	665	639	1 909	2 406
Résultat net	80	90	(115)	(14)	119	169	(158)	(2 136)
Résultat net part du Groupe	41	46	(143)	(37)	73	105	(111)	(1 495)
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(2)	(4)	1	-	20	48	(191)	200
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	39	42	(141)	(37)	94	153	(302)	(1 296)
État de situation financière								
Actifs courants	564	391	201	219	258	203	1 668	2 057
Actifs non courants	752	757	582	668	1 902	1 713	4 887	4 639
Passifs courants	(321)	(172)	(101)	(138)	(351)	(348)	(1 571)	(1 281)
Passifs non courants	(49)	(104)	(87)	(101)	(894)	(754)	(4 077)	(4 367)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	946	872	595	648	916	814	907	1 049
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	470	433	355	386	351	312	320	363
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	188	96	95	123	206	272	111	965
Flux issus des activités d'investissement	(42)	(68)	(3)	(7)	(192)	(337)	(899)	(745)
Flux issus des activités de financement	(29)	(48)	(102)	(101)	(36)	86	708	(4)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE⁽¹⁾	117	(21)	(11)	15	(22)	21	(80)	216

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

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

Au cours du premier semestre 2016, les actionnaires d'ENGIE E&P International ont souscrit à une augmentation de capital de 290 millions d'euros, à due concurrence de leurs pourcentages de participations respectifs (203 millions d'euros pour ENGIE et 87 millions d'euros pour China Investment Corporation (CIC)).

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 2016 et au 31 décembre 2015 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 736	5 157
Participations dans les coentreprises	1 888	1 820
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 624	6 977
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	671	338
Quote-part du résultat net des coentreprises	92	135
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	764	473
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	47	(195)
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	12	-
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	59	(195)

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.

Groupe SUEZ (32,6%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus SUEZ et exerce une influence notable, en particulier pour les raisons suivantes : (i) le Groupe n'a pas la majorité de représentants

au Conseil d'Administration, (ii) en Assemblée Générale, bien que l'actionnariat de SUEZ 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 2016 et (iii) 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 Sempra (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 long terme de 4 millions de tonnes par an (mtpa). La construction a démarré et les installations devraient être mises en service 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.

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 2016.

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	Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		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	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
En millions d'euros												
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,57	33,55	1 906	1 940	139	134	(40)	(123)	119	118
Paiton (Afrique/Asie, Indonésie) ⁽¹⁾	Centrale à charbon	2 035 MW	-	40,51	-	851	141	85	21	-	67	44
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	774	446	197	(76)	-	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (Afrique/Asie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) ⁽²⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				651	547	129	146	52	(41)	99	110
Senoko (Afrique/Asie, Singapour)	Centrales à gaz	3 201 MW	30,00	30,00	355	331	(10)	8	31	9	-	-
GASAG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) ⁽³⁾	Réseaux de gaz et chaleur		31,58	31,58	231	293	5	11	15	(4)	11	10
Cameron LNG (GEM & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz		16,60	16,60	193	162	(6)	(4)	2	(21)	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (Amérique du Nord, Canada)	Champ éolien	679 MW	40,00	40,00	161	159	13	12	(14)	(3)	21	25
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					466	427	63	22	(19)	(13)	38	42
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					4 736	5 157	671	338	47	(195)	355	350

(1) La participation de 40,51% dans Paiton a été intégralement cédée le 22 décembre 2016 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(2) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 23 563 MW (à 100%) comprenant également 2 481 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%.

(3) Quote-part du résultat net dans GASAG ne tenant pas compte des pertes de valeurs de 70 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette entreprise associée.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 27 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 3 millions d'euros en 2015) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 5.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

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 et 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 à leur date d'acquisition 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%.

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 2016											
Groupe SUEZ ⁽¹⁾	15 322	420	(333)	87	9 086	20 198	10 037	11 881	7 366	32,57	1 906
Paiton	695	349	52	400	-	-	-	-	-	40,51	-
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 004	557	227	784	2 360	24 294	5 302	18 617	2 735		651
Energia Sustentável do Brasil	578	493	-	493	308	6 108	919	3 563	1 934	40,00	774
Senoko	1 125	(34)	102	68	308	2 763	141	1 744	1 185	30,00	355
GASAG ⁽²⁾	1 164	14	48	63	810	1 730	1 592	217	732	31,58	231
Cameron LNG	60	(36)	13	(23)	50	5 167	256	3 801	1 161	16,60	193
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	172	41	(36)	6	76	1 247	66	857	401	40,00	161
AU 31 DÉCEMBRE 2015											
Groupe SUEZ ⁽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 LNG	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

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 5 496 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 5 852 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence de 356 millions d'euros provient essentiellement de l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

(2) Quote-part du résultat net dans GASAG ne tenant pas compte des pertes de valeurs de 70 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette entreprise associée.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2016, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 576 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 2016.

En millions d'euros	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	-	313	-	8	384	-	-
Paiton	-	-	30	-	-	-	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	115	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	159	-	-	-	62	-	-
Autres	20	6	-	9	49	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2016	179	319	30	132	495	-	-

(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 115 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 167 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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, ainsi que 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	Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		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	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
En millions d'euros												
EcoEléctrica (Amérique du Nord, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	504	487	38	31	-	-	37	47
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Europe hors France & Benelux/Autres, Portugal)	Production d'électricité	2 895 MW	50,00	50,00	420	388	62	37	1	2	30	-
WSW Energie und Wasser AG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) ⁽¹⁾	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	185	194	12	1	-	-	3	6
Tihama Power Generation Co (Afrique/Asie, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	136	104	21	30	6	4	-	11
Megal GmbH (Infrastructures Europe, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	105	112	5	4	-	-	17	23
Maïa Eolis (France Renouvelables, France) ⁽²⁾	Éolien		-	49,00	-	96	1	(1)	1	-	-	-
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chile)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	-	79	-	(1)	-	-	-	(5)	-
NELP (Amérique du Nord, États-Unis) ⁽³⁾	Centrales à gaz	615 MW	50,00	50,00	-	-	-	34	-	-	-	43
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					459	439	(46)	(3)	4	(6)	32	23
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					1 888	1 820	92	135	12	-	114	153

(1) La quote-part du résultat net dans WSW Energie und Wasser AG ne tient pas compte des pertes de valeur de 21 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette coentreprise.

(2) Maïa Eolis étant consolidée par intégration globale du 25 mai 2016 au 15 décembre 2016, les informations présentées sur cette ligne portent uniquement sur la période allant du 1^{er} janvier 2016 au 24 mai 2016 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(3) 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». Depuis le 31 décembre 2015, la participation dans cette coentreprise est présentée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente». La valeur comptable de la participation dans NELP s'élève à 158 millions d'euros au 31 décembre 2016.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -8 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre -15 millions d'euros en 2015). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 5.2 «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 à leur date d'acquisition 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

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier ⁽¹⁾	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2016							
EcoÉlectrica	309	(66)	(5)	(3)	76	-	76
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	680	(79)	(36)	(38)	179	(2)	177
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	1 179	(16)	(4)	(19)	37	-	37
Megal GmbH	115	(55)	(4)	(1)	11	-	11
Tihama Power Generation Co	126	(6)	(29)	(3)	35	11	46
Maia Eolis ⁽³⁾	23	(11)	(1)	(2)	1	3	4
Transmisora Eléctrica del Norte	-	-	(2)	1	(2)	(10)	(12)
NELP	101	(20)	1	-	43	-	43
AU 31 DÉCEMBRE 2015							
EcoÉlectrica	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)
NELP	140	(25)	-	-	68	-	68

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

(2) La quote-part du résultat net dans WSW Energie und Wasser AG ne tient pas compte des pertes de valeur de 21 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette coentreprise.

(3) Maia Eolis étant consolidée par intégration globale du 25 mai 2016 au 15 décembre 2016, les informations présentées sur cette ligne portent uniquement sur la période allant du 1^{er} janvier 2016 au 24 mai 2016 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

Informations sur l'état de situation financière

En millions d'euros	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 2016										
EcoÉlectrica	74	131	959	1	16	108	29	1 009	50,00	504
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ⁽¹⁾	275	729	1 699	382	162	1 113	130	917	50,00	420
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	37	171	754	33	174	126	95	534	33,10	185
Megal GmbH	24	8	726	3	69	389	84	214	49,00	105
Tihama Power Generation Co	64	108	660	55	27	508	16	227	60,00	136
Transmisora Eléctrica del Norte	29	3	733	1	119	487	-	158	50,00	79
NELP	17	57	284	-	14	-	34	311	50,00	155
AU 31 DÉCEMBRE 2015										
EcoÉlectrica	33	137	998	57	31	75	30	975	50,00	487
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	402	258	2 401	519	220	1 203	146	972	50,00	388
WSW Energie und Wasser AG	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
NELP	4	75	296	-	13	-	58	305	50,00	153

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 840 millions d'euros. La quote-part de ces 840 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 420 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 523 millions d'euros. La quote-part de ces 523 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 173 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 523 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 2016.

En millions d'euros	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
EcoEléctrica	-	113	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	15	61	-	3	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	5	-
Futures Energies Investissements Holding	-	-	-	-	148	-	-
Autres	28	-	-	1	118	5	-
AU 31 DÉCEMBRE 2016	108	174	-	4	266	10	-

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 289 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 326 millions d'euros au 31 décembre 2015). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2016 s'élève à 33 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 2016, 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 1 664 millions de dollars américains (1 579 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 339 millions de dollars américains (322 millions d'euros),
 - une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 167 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. Au 31 décembre 2016, les tirages de dettes effectués à date par Cameron LNG représentent, intérêts courus compris, un montant de 664 millions de dollars américains (631 millions d'euros) au titre de la quote-part garantie par le Groupe,
 - des garanties diverses pour un montant total de 95 millions de dollars américains (90 millions d'euros). Au 31 décembre 2016, l'exposition réelle du Groupe au titre de ces garanties s'élève à 41 millions de dollars américains (37 millions d'euros) ;
- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 484 millions de reais brésiliens (1 305 millions d'euros).

Au 31 décembre 2016, 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 11 209 millions de reals brésiliens (3 263 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 1 825 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 674 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 218 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 483 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 450 millions d'euros.

NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2016

Dans le cadre de son plan de transformation le Groupe a présenté, le 25 février 2016, un programme de cession d'actifs de 15 milliards d'euros visant à réduire son exposition aux activités fortement émettrices de CO₂ et aux activités dites *merchant* sur la période 2016-2018.

Les incidences cumulées des principales cessions et accords de cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2016 sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net au 31 déc. 2016
Opérations finalisées sur 2016 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015	868	(861)
Cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité <i>merchant</i> - États-Unis		
- Cession des actifs de production hydroélectriques <i>merchant</i>	868	(861)
Opérations de l'exercice 2016	1 916	(2 661)
Cession des centrales à charbon de Piton - Indonésie	1 167	(1 359)
Cession des centrales à charbon de Meenakshi - Inde	(242)	(142)
Cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) - Chili	195	(267)
Cession d'un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à Futures Energies Investissements Holding (FEIH) - France	102	(199)
Cession de participations comptabilisées en «Titres disponibles à la vente»		
- Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution	410	(410)
- Participation dans Transportadora de Gas del Perú (TgP)	154	(154)
- Participation dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (SETH)	130	(130)
Classement des activités de Polaniec en «Actifs destinés à être cédés» - Pologne		-
Autres opérations de cession individuellement non significatives		(471)
TOTAL		(3 992)

A cet effet de réduction de l'endettement net de 3 992 millions d'euros au 31 décembre 2016 s'ajoute la réduction d'endettement net de 193 millions d'euros déjà constatée au 31 décembre 2015 suite au classement du portefeuille d'actifs de production *merchant* aux États-Unis en «Actifs destinés à être cédés».

4.1.1 Cession d'une partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis

Au 31 décembre 2015, le Groupe avait 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 avait donc procédé au classement de ce portefeuille en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2015). Une perte de valeur de 1 111 millions d'euros avait été comptabilisée à cette même date sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés.

Au 31 décembre 2016, le Groupe a finalisé la cession des actifs de production hydroélectriques. Le solde du portefeuille non cédé au 31 décembre 2016, à savoir les centrales thermiques *merchant*, demeure quant à lui classé en «Actifs destinés à être cédés». Le 7 février 2017, le Groupe a finalisé la cession de ce portefeuille de centrales thermiques aux États-Unis à Dynegy, pour un prix de vente de 3 294 millions de dollars américains (cf. Note 28 «Événements postérieurs à la clôture»).

En 2016, la comparaison entre les valeurs de cessions et les valeurs comptables de ce parc de centrales *merchant* a conduit le Groupe à constater des pertes de valeur complémentaires à hauteur de 238 millions d'euros.

4.1.1.1 Cession des actifs de production hydroélectriques merchant

Le 1^{er} juin 2016, le Groupe a finalisé pour un montant de 968 millions de dollars américains (soit 868 millions d'euros) la cession de ses actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis à PSP Investments (Public Sector Pension Investment Board). Les actifs hydroélectriques cédés représentent une capacité de production installée de 1,4 GW et sont situés dans les états du Massachussets et du Connecticut.

Cette opération s'est traduite par une réduction de l'endettement net du Groupe de 861 millions d'euros au 31 décembre 2016 (soit le paiement reçu de 868 millions d'euros, net des frais de transaction de 7 millions d'euros).

4.1.1.2 Portefeuille de centrales thermiques merchant

Le portefeuille de centrales thermiques *merchant*, représentant 8,7 GW de capacités installées (à 100%) et opérant sur les marchés d'Ercot, PJM et New England, fait l'objet depuis le 24 février 2016 d'un accord de cession conclu entre le Groupe et le consortium formé par Dynegy et ECP, pour une valeur d'entreprise de 3,3 milliards de dollars américains.

Cette transaction a été finalisée le 7 février 2017, postérieurement à la clôture de l'exercice 2016. En conséquence, les actifs et passifs de ce portefeuille de centrales thermiques *merchant* demeuraient classés en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016.

4.1.2 Centrales à charbon de Paiton (Indonésie)

Le 24 février 2016, le Groupe avait conclu un accord avec un groupement mené par Nebras Power portant sur la cession de la totalité de sa participation de 40,5% dans Paiton, entité consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe et dont le parc de production est constitué de deux centrales à charbon en exploitation d'une capacité totale de 2 GW.

Le 22 décembre 2016, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans Paiton au groupement formé par Nebras Power et Mitsui. Le Groupe a encaissé à cette date un paiement global de 1 473 millions de dollars américains (soit 1 376 millions d'euros), dont 262 millions de dollars américains (soit 244 millions d'euros) au titre du remboursement de prêts actionnaires. Au 31 décembre 2016, cette opération s'est traduite par une réduction de l'endettement net de 1 359 millions d'euros et par la constatation d'un résultat de cession de 225 millions d'euros, dont 157 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés en résultat global au titre de ces activités.

4.1.3 Centrales à charbon de Meenakshi (Inde)

Le Groupe avait également conclu le 24 février 2016 un accord portant sur la cession au groupe indien India Power Corporation Limited (IPCL) de la totalité de sa participation de 89,9% dans Meenakshi, entité consolidée par intégration globale. Le parc de production de Meenakshi comprend une centrale en exploitation de 0,3 GW ainsi qu'une centrale en cours de construction de 0,7 GW.

Le 30 septembre 2016, le Groupe a finalisé cette transaction avec IPCL pour un prix de vente de -242 millions d'euros.

Au global, cette opération se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 142 millions d'euros, soit l'effet de la décomptabilisation de la dette nette de Meenakshi à hauteur de 420 millions d'euros, minoré des versements effectués à IPCL pour 242 millions d'euros et des coûts de sortie engagés dans le cadre de cette transaction pour un montant de 35 millions d'euros.

Le résultat de cession s'élève à 84 millions d'euros, dont 48 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des écarts de conversion comptabilisés en «Autres éléments du résultat global». En 2015, une perte de valeur de 713 millions d'euros avait été comptabilisée sur les actifs relatifs à Meenakshi (cf. Note 7.2.3 «Actifs de la Branche Energy International» des états financiers consolidés 2015).

4.1.4 Cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte – «TEN» (Chili)

Le 27 janvier 2016, le Groupe (via sa filiale ENGIE Energía Chile, détenue à 53%) a finalisé la cession à Red Eléctrica Internacional d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), société en charge de la construction d'une ligne de transport d'électricité, destinée à interconnecter les deux principaux réseaux électriques du Chili (SING et SIC).

Le Groupe a reçu un paiement de 304 millions de dollars américains (soit 272 millions d'euros) dont 218 millions de dollars américains (soit 195 millions d'euros) correspondent au prix de cession de 50% des titres TEN, et 86 millions de dollars américains (soit 77 millions d'euros) au remboursement par Red Eléctrica Internacional de 50% du prêt actionnaire accordé à TEN.

Le Groupe a perdu le contrôle de cette filiale suite à cette transaction ; la participation de 50% conservée par le Groupe dans TEN est dorénavant comptabilisée en tant que coentreprise. Le résultat de cession total, qui comprend la plus-value sur la quotité cédée et le gain de réévaluation sur la participation conservée, s'élève à 234 millions de dollars américains (soit 211 millions d'euros) au 31 décembre 2016.

4.1.5 Cessions de participations comptabilisées en «Titres disponibles à la vente»

4.1.5.1 Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution

Le 22 décembre 2016, le Groupe (via sa filiale Electrabel) a cédé au secteur public belge, pour un montant de 410 millions d'euros, l'intégralité des 25% d'intérêts résiduels qu'il détenait dans le capital d'Ores Assets, gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz en Wallonie. La plus-value de cession réalisée sur ces titres disponibles à la vente s'élève à 86 millions d'euros et est présentée sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du résultat des activités opérationnelles. Le règlement de 410 millions d'euros perçu le 22 décembre 2016 est présenté sur la ligne «Cession de titres disponibles à la vente» du tableau des flux de trésorerie.

Cette transaction met fin au processus de désengagement d'Electrabel de la gestion des réseaux de distribution en Belgique. La finalisation de ce processus en Wallonie s'inscrit en effet dans la lignée des opérations précédemment réalisées par le Groupe dans les autres régions, à savoir en Flandre avec la cession en 2014 de l'intégralité de ses intérêts résiduels dans les gestionnaires de réseaux de distribution, et à Bruxelles avec la cession de sa participation dans Sibelga en 2012.

4.1.5.2 Participation dans Transportadora de Gas del Perú (TgP)

Le 15 décembre 2016, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 8,07% dans Transportadora de Gas del Perú (TgP), société opérant un réseau de transport de gaz naturel au Pérou. Cette participation a été acquise conjointement par le fonds de pension canadien Canadian Pension Plan Investment Board (CPPIB) et par le groupe espagnol Enagas. Le Groupe a reçu un paiement de 175 millions de dollars américains (soit 154 millions d'euros) correspondant au prix de cession de ses titres TgP.

Le résultat de cession s'élève à 137 millions d'euros, dont 144 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des variations de juste valeur comptabilisé en «Autres éléments du résultat global».

4.1.5.3 Participation dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (SETH)

Le 25 novembre 2016, le Groupe a finalisé auprès d'AREVA la cession de sa participation de 5% détenue dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (SETH), filiale d'AREVA détenant l'usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse II (GB II), implantée sur le site du Tricastin. Le Groupe a reçu un paiement de 130 millions d'euros correspondant au prix de cession de ses titres SETH. Le résultat de cession est non significatif.

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2016, 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 3 506 millions d'euros et 300 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. 2016	31 déc. 2015
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	3 153	4 139
Autres actifs	353	468
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	3 506	4 607
Dettes financières	-	244
Autres passifs	300	455
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	300	699

Au 31 décembre 2016, les actifs destinés à être cédés comprennent, outre le portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (cf. Note 4.1.1), la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne.

Centrale de production d'électricité de Polaniec (Pologne)

Le 23 décembre 2016, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec Enea, *utility* détenue par l'État polonais, portant sur la cession de 100% de sa filiale ENGIE Energia Polska, société détenant la centrale de production d'électricité de Polaniec, en Pologne. Cette centrale est constituée de sept unités charbon et d'une unité biomasse, représentant une capacité installée totale de 1,9 GW.

Au 31 décembre 2016, le Groupe a considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et a donc procédé au classement de cette centrale en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure de 375 millions d'euros au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur à hauteur de ce montant. Cette dépréciation de 375 millions d'euros a été imputée pour 139 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés, et pour 237 millions d'euros sur les actifs corporels de ce même groupe.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» est sans impact sur la dette nette du Groupe au 31 décembre 2016.

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du premier semestre 2017.

4.3 Acquisition d'OpTerra Energy Services (États-Unis)

Le 25 février 2016, le Groupe (via sa filiale Cofely USA) a finalisé l'acquisition de 100% de la société américaine OpTerra Energy Services, spécialisée dans les services à l'énergie. OpTerra Energy Services accompagne ses clients dans la maîtrise de leur consommation d'énergie en leur proposant des solutions technologiques allant de l'efficacité énergétique aux énergies renouvelables. Cette transaction a été réalisée sur la base d'un prix de 209 millions de dollars américains (soit 187 millions d'euros).

Au 31 décembre 2016, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est définitive. Le *goodwill* comptabilisé au 31 décembre 2016 s'élève à 158 millions d'euros.

4.4 Opérations dans l'éolien en France

Au cours de l'année 2016, le Groupe a pris le contrôle de la société Maïa Eolis, puis a cédé le portefeuille des actifs éoliens en exploitation de Maïa Eolis à sa coentreprise Futures Energies Investissements Holding (FEIH), qu'il détient à parts égales avec Crédit Agricole Assurances.

4.4.1 Prise de contrôle de Maïa Eolis

Le 25 mai 2016, le Groupe a finalisé auprès du Groupe Maïa l'acquisition de 51% des actions de Maïa Eolis, société spécialisée dans le développement, la construction, l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens en France. Le périmètre des actifs visés par cette transaction comprend notamment un portefeuille de parcs éoliens représentant des capacités de production installées de 246 MW, auquel s'ajoute un portefeuille de 250 MW de capacités de production en cours de construction ou ayant obtenu des permis de construire.

Cette opération, qui représente un investissement de 152 millions d'euros, permet au Groupe de porter sa part au capital de Maïa Eolis de 49% à 100%, et de prendre le contrôle d'une société qui était jusqu'alors comptabilisée en tant que coentreprise, selon la méthode de la mise en équivalence. Elle entraîne la consolidation de Maïa Eolis par intégration globale dans les états financiers consolidés du Groupe à compter du 25 mai 2016.

Le résultat de réévaluation dégagé suite au changement de méthode de consolidation des 49% d'intérêts précédemment détenus dans Maïa Eolis fait ressortir une perte de 22 millions d'euros.

4.4.2 Cession d'un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à FEIH

Le 15 décembre 2016, le Groupe a procédé à la cession du portefeuille d'actifs éoliens en exploitation de Maïa Eolis à FEIH, coentreprise détenue à parts égales avec Crédit Agricole Assurances, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le portefeuille cédé représente des capacités de production installées de 267 MW. Cette transaction porte ainsi les capacités installées d'éolien terrestre exploitées par FEIH de 543 MW à 810 MW.

Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 158 millions d'euros, correspondant pour 102 millions d'euros au prix de cession à FEIH du portefeuille d'actifs éoliens et pour 56 millions d'euros au remboursement d'un prêt actionnaire.

Cette transaction se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 199 millions d'euros, soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 120 millions d'euros du portefeuille cédé, majoré du paiement reçu de 158 millions d'euros, et diminué du prêt actionnaire de 79 millions d'euros accordé par le Groupe à FEIH (les actionnaires de cette coentreprise prenant en charge le financement de cette transaction).

Cette opération est sans impact sur le compte de résultat au 31 décembre 2016.

4.5 Autres opérations de l'exercice 2016

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers consolidés du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2016, notamment aux États-Unis avec les acquisitions respectives de Green Charge Networks (GCN) dans les systèmes de stockage d'énergie et d'un portefeuille clients auprès de Guttman Energy, ainsi qu'en Allemagne avec la prise de contrôle d'Energieversorgung Gera GmbH.

4.6 Suivi des principales variations de périmètre de l'exercice 2015

4.6.1 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 321 millions d'euros via les opérations suivantes réalisées le 3 septembre 2015 :

- acquisition pour un prix total de 176 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. A la date d'acquisition, la juste valeur de ces clauses, estimée à 15 millions d'euros, a été intégrée dans le prix d'acquisition de Solairedirect.

Solairedirect est consolidée par intégration globale depuis le 3 septembre 2015, date de prise de contrôle.

Le Groupe a finalisé au cours du second semestre 2016 l'exercice de comptabilisation des actifs et passifs acquis à leur juste valeur à leur date d'acquisition. A l'issue de ces travaux, le *goodwill* relatif à cette acquisition s'élève à 89 millions d'euros.

4.6.2 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 s'est 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.

NOTE 5 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

L'objet de la présente note consiste à présenter les principaux indicateurs financiers non-GAAP utilisés par le Groupe ainsi que leur réconciliation avec les agrégats des états financiers consolidés IFRS.

5.1 EBITDA⁽¹⁾

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. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 172	6 326
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 477	4 885
Paielements fondés sur des actions (IFRS 2)	60	50
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(19)	12
EBITDA	10 689	11 274

(1) Les données au 31 décembre 2016 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe. Celle-ci exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence. Les données comparatives au 31 décembre 2015 ont été retraitées afin de s'aligner sur cette nouvelle définition. L'EBITDA publié dans les comptes au 31 décembre 2015 s'élevait à 11 262 millions d'euros.

5.2 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 impôts 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 10.1.2) ;
- le produit d'impôt différé de 904 millions d'euros comptabilisé en 2016 au titre de la baisse du taux d'impôt applicable à toutes les entités fiscales françaises à compter du 1^{er} janvier 2020, prévue par la Loi de Finances 2017 (cf. Note 10.1.2) ;
- 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.

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. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		(415)	(4 617)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		579	(496)
RÉSULTAT NET		163	(5 113)
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		3 720	9 568
<i>Mm sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	8.1	(1 254)	261
<i>Pertes de valeur</i>	8.2	4 192	8 748
<i>Restructurations</i>	8.3	476	265
<i>Effets de périmètre</i>	8.4	(544)	46
<i>Autres éléments non récurrents</i>	8.5	850	248
Autres éléments retraités		(736)	(1 204)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	9.1	5	8
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	9.2	-	122
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture</i>	9.3	102	102
<i>Produit d'impôt différé sur entités fiscales françaises (Loi de Finances 2017)</i>		(904)	-
<i>Produit d'impôt différé au Luxembourg</i>		-	(338)
<i>Autres effets impôts retraités</i>		80	(1 110)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>	3	(19)	12
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		3 147	3 251
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		670	663
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 477	2 588

5.3 Capitaux engagés industriels

La réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière s'explique comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	64 378	64 001
(+) Goodwills	17 372	19 024
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(6 616)	(6 647)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(1 833)	(2 036)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 008	1 042
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 624	6 977
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(173)	(168)
(+) Clients et autres débiteurs	20 835	19 349
(-) Appels de marge ^(1,2)	(1 691)	(1 054)
(+) Stocks	3 656	4 207
(+) Autres actifs courants et non courants	11 123	9 851
(+) Impôts différés	(5 525)	(6 851)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽¹⁾	(477)	(100)
(-) Provisions	(22 208)	(18 835)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	2 566	1 894
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 075)	(17 101)
(+) Appels de marge ^(1,2)	771	1 476
(-) Autres passifs	(17 106)	(15 128)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	55 629	59 899

(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 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation du *cash flow* des opérations (CFFO) aux rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	10 263	10 942
Impôt décaissé	(1 459)	(1 722)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 369	1 163
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	-	133
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	145	103
Intérêts financiers versés	(799)	(918)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	137	126
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(257)	296
(+) Variation bilantaire des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	267	(286)
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	9 667	9 836

5.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

La réconciliation des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) aux rubriques de l'état des flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Investissements corporels et incorporels	6 230	6 459
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	411	259
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	80	246
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	208	241
Acquisitions de titres disponibles à la vente	391	252
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(30)	(245)
(+) Autres	-	(1)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	26	42
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	(12)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 315	7 240

NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

6.1.1 Nouvelle organisation d'ENGIE et identification des secteurs opérationnels

Depuis le 1^{er} janvier 2016, le Groupe est organisé en vingt-quatre *Business Units* (BUs), constituées pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays.

24 *Business Units*

11 BUs géographiques (hors France)

Amérique du Nord
Amérique Latine
Brésil
Afrique

Asie-Pacifique
Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie
Chine
Benelux

Royaume-Uni
Europe du Nord, du Sud et de l'Est
Génération Europe

8 BUs en France

France BtoB
France BtoC

France Réseaux
France Renouvelables

GRDF
GRTgaz

Elengy
Storengy

5 BUs métiers globaux

Exploration & Production
Global LNG

Global Energy Management
Tractebel

GTT

Chacune de ces *Business Units* correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Le Comité Exécutif suit la performance de l'activité sur la base :

- du chiffre d'affaires ;
- de l'EBITDA ;
- du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence ;
- des capitaux engagés industriels.

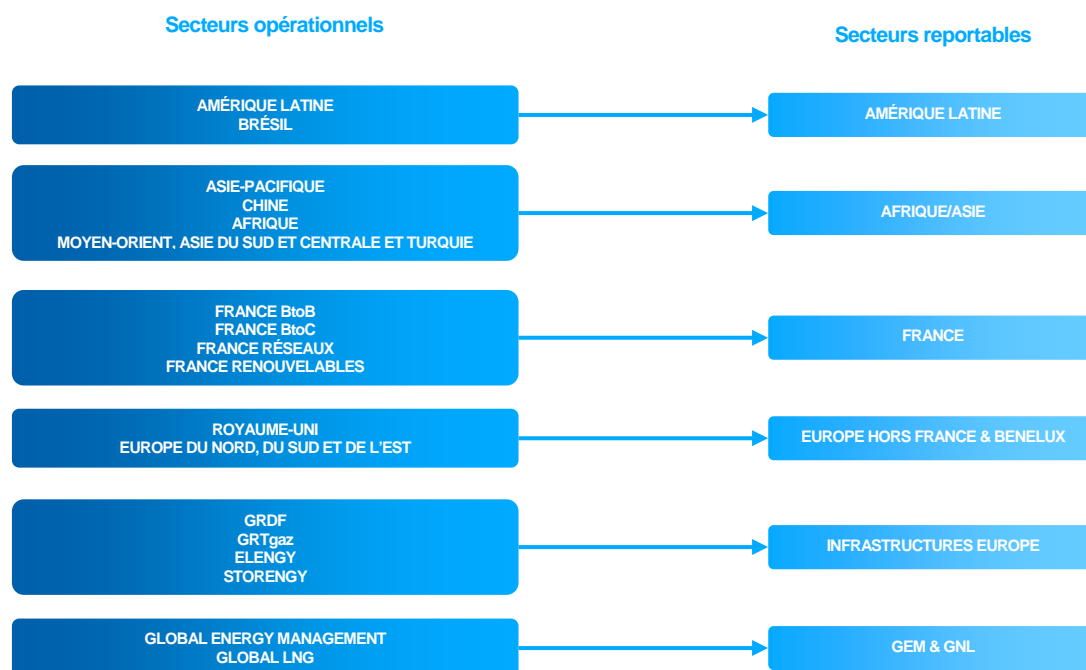
Le résultat financier et les impôts sur le résultat sont suivis au niveau du Groupe.

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

6.1.2 Définition des secteurs reportables

Le Groupe a procédé à des regroupements de secteurs opérationnels conformément aux dispositions d'IFRS 8 et présente une information sectorielle organisée autour de dix secteurs reportables :

- trois secteurs reportables correspondant à des secteurs opérationnels : Amérique du Nord, Benelux et Exploration & Production (E&P) ;
- six secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels détaillés ci-dessous :



- un dixième secteur reportable dénommé «Autres» qui comprend des secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Tractebel, GTT, Génération Europe, Solairedirect) du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier ainsi que les activités *holdings* et *corporate*.

Pour effectuer ces analyses et aboutir aux regroupements de secteurs opérationnels présentés ci-avant, le Groupe a exercé son jugement afin de déterminer si deux ou plusieurs secteurs opérationnels pouvaient être regroupés au sein d'un même secteur reportable. Les principaux paramètres qui ont été examinés afin d'apprécier la similitude des caractéristiques économiques sont les suivants :

- environnement réglementaire ;
- environnements économiques dans lesquels opèrent les activités concernées (maturité du marché, perspectives de croissance, risques politiques,...) ;
- profils de risques des activités ;
- positionnement de ces activités dans la stratégie et le nouveau *business model* du Groupe.

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer les six regroupements mentionnés dans le schéma ci-dessus sont les suivants :

- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable Amérique Latine car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance relativement similaires et qu'une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;

- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Afrique/Asie car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie et une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels France BtoB, France BtoC, France Réseaux et France Renouvelables, regroupent les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés ;
- les secteurs opérationnels Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Europe hors France & Benelux car ces deux BU comprennent des *mix* d'activités similaires (services à l'énergie, commercialisation et production d'énergies renouvelables) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy qui portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures Europe, s'agissant d'activités régulées (ou en voie de régulation) présentant des profils de risques et de marges similaires ;
- les secteurs opérationnels Global Energy Management et Global LNG ont été regroupés au sein du secteur reportable GEM & GNL car ils ont pour mission commune la gestion et l'optimisation des contrats d'approvisionnement gaz du Groupe.

6.1.3 Description des secteurs reportables

- **Amérique du Nord** : comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- **Amérique Latine** : regroupe les activités (i) de la BU Brésil et (ii) de la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité, les métiers de la chaîne du gaz ainsi que les services à l'énergie.
- **Afrique/Asie** : regroupe les activités (i) de la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos), (ii) de la BU Chine, (iii) de la BU Afrique (Maroc, Afrique du Sud) et (iv) de la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- **Benelux** : comprend les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : (i) production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, (ii) commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) activités de services à l'énergie.
- **France** : regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hors Solairedirect) et (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux chaud et froid).
- **Europe hors France et Benelux** : regroupe les activités de (i) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques,...) et (ii) de la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associées, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Infrastructures Europe** : regroupe les BUs GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy qui 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.

- **GEM & GNL** : comprend les activités des BUs Global Energy Management (GEM) et Global LNG. La BU GEM a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BUs qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières), notamment sur le marché européen. Elle est également en charge des ventes d'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie. La BU Global LNG gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme, des participations dans des infrastructures GNL et exploite une flotte de méthaniers.
- **E&P** : regroupe les activités de prospection, de développement et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe.
- **Autres** : englobe les activités de (i) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), de (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié) ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de Solairedirect et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures Europe» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «GEM & GNL» et «France» : les prestations relatives à l'utilisation 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 selon un régime dit d'accès négocié ;
- relations entre le secteur reportable «GEM & GNL» et les secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : le secteur reportable «GEM & GNL» gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux», «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Autres») ;
- relations entre le secteur «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Autres» et les entités commercialisatrices des secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

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

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du *reporting* interne revu par le Comité Exécutif du 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 avec les comptes consolidés dans la note 5 «Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière».

Les informations sectorielles comparatives au 31 décembre 2015 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe depuis le 1^{er} janvier 2016.

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	3 814	39	3 853	3 673	-	3 673
Amérique Latine	4 075	1	4 076	4 197	-	4 197
Afrique/Asie	3 804	4	3 808	4 244	-	4 244
Benelux	9 044	1 230	10 274	8 732	1 082	9 813
France	20 332	383	20 714	20 248	381	20 629
Europe hors France & Benelux	8 118	112	8 230	8 491	346	8 837
Infrastructures Europe	3 267	3 495	6 762	3 027	3 558	6 585
GEM & GNL	8 981	6 979	15 959	11 320	8 162	19 482
E&P	1 799	110	1 909	2 242	164	2 406
Autres	3 405	1 308	4 712	3 710	1 918	5 628
Élimination des transactions internes	-	(13 659)	(13 659)	-	(15 610)	(15 610)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	66 639	-	66 639	69 883	-	69 883

EBITDA⁽¹⁾

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	475	633
Amérique Latine	1 696	1 563
Afrique/Asie	1 162	1 237
Benelux	755	445
France	1 315	1 274
Europe hors France & Benelux	612	559
Infrastructures Europe	3 459	3 381
GEM & GNL	3	196
E&P	1 198	1 514
Autres	15	472
TOTAL EBITDA	10 689	11 274

(1) Les données au 31 décembre 2016 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe. Celle-ci exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence. Les données comparatives au 31 décembre 2015 ont été retraitées afin de s'aligner sur cette nouvelle définition. L'EBITDA publié dans les comptes au 31 décembre 2015 s'élevait à 11 262 millions d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord ⁽¹⁾	(48)	(294)
Amérique Latine	(410)	(387)
Afrique/Asie	(235)	(263)
Benelux	(381)	(353)
France	(612)	(562)
Europe hors France & Benelux	(203)	(205)
Infrastructures Europe	(1 390)	(1 325)
GEM & GNL	(74)	(85)
E&P	(569)	(823)
Autres	(462)	(442)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(4 385)	(4 740)

(1) La diminution des dotations aux amortissements du secteur Amérique du Nord est principalement liée au passage en « Actifs destinés à être cédés » au 31 décembre 2015 du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant aux États-Unis.

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	63	92
Amérique Latine	197	(81)
Afrique/Asie	312	286
Benelux	2	-
France	(22)	(6)
Europe hors France & Benelux	60	63
Infrastructures Europe	11	9
GEM & GNL	1	4
E&P	12	14
Autres	127	91
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	139	134
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	764	473

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 671 millions d'euros et 92 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 338 millions d'euros et 135 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	430	332
Amérique Latine	1 284	1 175
Afrique/Asie	923	972
Benelux	371	91
France	695	709
Europe hors France & Benelux	410	341
Infrastructures Europe	2 068	2 054
GEM & GNL	(74)	110
E&P	536	546
Autres	(472)	(4)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 172	6 326

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	1 520	1 247
Amérique Latine	8 793	7 754
Afrique/Asie	5 520	6 472
Benelux	(2 552)	(466)
France	5 304	5 989
Europe hors France & Benelux	4 720	5 221
Infrastructures Europe	19 693	18 975
GEM & GNL	1 330	2 576
E&P	2 855	2 571
Autres	8 445	9 561
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	1 977	1 974
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	55 629	59 899

Afin de permettre la comparabilité des données, les chiffres segmentés au 31 décembre 2015 comprennent les réaffectations de *goodwill* aux nouvelles UGT *goodwill* (cf. Note 12.2 «Information sur les UGT») telles qu'elles ont été actées au 1^{er} janvier 2016 lors de l'entrée en vigueur de la nouvelle organisation.

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	519	283
Amérique Latine	1 037	1 140
Afrique/Asie	212	257
Benelux	680	600
France	1 083	886
Europe hors France & Benelux	169	290
Infrastructures Europe	1 552	1 551
GEM & GNL	127	57
E&P	940	1 027
Autres	997	1 150
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	7 315	7 240

6.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation 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. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
France	24 946	25 066	29 721	30 320
Belgique	9 359	9 067	(1 326)	1 321
Autres Union européenne	16 256	18 507	8 827	10 753
Autres pays d'Europe	1 664	2 103	686	735
Amérique du Nord	4 691	4 592	1 906	1 589
Asie, Moyen-Orient et Océanie	5 531	6 165	6 347	7 126
Amérique du Sud	3 857	4 076	8 598	7 478
Afrique	334	306	870	577
TOTAL	66 639	69 883	55 629	59 899

NOTE 7 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

7.1 Chiffre d'affaires

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Ventes d'énergies	45 789	49 455
Prestations de services	20 349	19 712
Produits de location et contrats de construction	501	716
CHIFFRE D'AFFAIRES	66 639	69 883

La ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 412 millions d'euros (contre 632 millions d'euros en 2015).

7.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Avantages à court terme	(9 697)	(9 669)
Paielements fondés sur des actions (cf. Note 23)	(60)	(50)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(337)	(314)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(137)	(134)
CHARGES DE PERSONNEL	(10 231)	(10 168)

7.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Dotations aux amortissements (cf. Notes 13 et 14)	(4 385)	(4 740)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(178)	(208)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	(306)	(59)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(4 869)	(5 007)

Au 31 décembre 2016, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 770 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 627 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 8 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	6 172	6 326
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	1 254	(261)
Pertes de valeur	(4 192)	(8 748)
Restructurations	(476)	(265)
Effets de périmètre	544	(46)
Autres éléments non récurrents	(850)	(248)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 452	(3 242)

8.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 1 254 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre une charge nette de 261 millions d'euros au 31 décembre 2015 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.

Ce produit résulte à la fois (i) d'un effet prix positif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes ainsi que (ii) d'un effet positif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2015.

8.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Pertes de valeur :		
Goodwills	(1 690)	(2 628)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(2 485)	(5 731)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(98)	(188)
Actifs financiers	(49)	(214)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(4 321)	(8 761)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	127	7
Actifs financiers	2	6
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	130	13
TOTAL	(4 192)	(8 748)

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2016 s'élèvent à 4 192 millions d'euros et se répartissent principalement entre les UGT Benelux (1 437 millions d'euros), Génération Europe (660 millions d'euros), France Renouvelables (421 millions d'euros), Amérique du Nord (357 millions d'euros) et Global Energy Management (352 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 2016 s'établit à 3 812 millions d'euros.

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

NOTE 8 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Au 31 décembre 2016, 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 <i>goodwills</i>	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeurs sur les participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT goodwill Benelux		(1 362)	(68)	-	(1 430)		
Plateforme de forage	Pays-Bas		(46)			Juste valeur	
Autres			(22)				
UGT goodwill Génération Europe		(139)	(520)	-	(659)		
Centrales thermiques			(520)				
	Pologne	(139)	(237)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
	Pays-Bas		(168)			Valeur d'utilité - DCF	7,4%
	Allemagne		(59)			Valeur d'utilité - DCF	7,3%
	France/ Italie/ Royaume-Uni		(56)			Valeur d'utilité - DCF	6,5% - 7,5%
UGT goodwill France Renouvelables		-	(419)	-	(419)		
Actif de production hydroélectrique			(414)			Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Autres			(5)				
UGT goodwill Europe du Nord, du Sud et de l'Est		-	(148)	(91)	(239)		
Actifs de production électrique	Pologne		(119)			Valeur d'utilité - DCF	9,5%
Participations dans des groupes intervenant dans la chaîne gazière	Allemagne			(91)			
Autres			(29)				
UGT goodwill Amérique du Nord		-	(357)	-	(357)		
Portefeuille d'actifs de production d'électricité <i>merchant</i>	États-Unis		(238)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Terminal méthanier	États-Unis		(53)			Valeur d'utilité - DCF	6,7%
Actifs de production électrique	États-Unis/ Canada		(66)			Valeur d'utilité - DCF	3,9% - 7,5%
UGT goodwill Amérique Latine		-	(109)	-	(109)		
Actif de production hydroélectrique	Chili		(72)			Valeur d'utilité - DCF	8,0%
Autres			(37)				
UGT goodwill Exploration & Production (E&P)		-	(189)	-	(189)		
Actifs d'exploration-production	Mer du Nord/ Égypte/ Indonésie		(154)			Valeur d'utilité - DCF	6,6% - 13,9%
Licences d'exploration-production	Algérie		(35)			Juste valeur	
UGT goodwill GTT		(161)			(161)		
<i>Goodwill</i>	France	(161)				Juste valeur	
UGT goodwill Global LNG		(24)	(153)	-	(177)		
Navires méthaniers			(141)			Juste valeur	
Autres			(12)				
UGT Global Energy Management (GEM)		-	(350)	-	(350)		
Contrat de droit de tirage sur des actifs électriques	Italie		(225)			Valeur d'utilité - DCF	7,5%
Portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme			(83)			Valeur d'utilité - DCF	5,7% - 9,6%
Autres			(42)				
Autres pertes de valeur		(4)	(172)	(7)	(183)		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016		(1 690)	(2 485)	(98)	(4 273)		

8.2.1 Contexte économique relatif aux activités de production électrique en Europe

Les activités de production électrique *merchant* en Europe sont confrontées à un environnement de marché difficile marqué par une baisse des prix de l'électricité sur l'horizon liquide et par la persistance de conditions économiques dégradées sur l'horizon à moyen et long terme.

Dans ce contexte, et compte tenu de la mise à jour des analyses prospectives dont il dispose, le Groupe a revu à la baisse son scénario de référence concernant la trajectoire à moyen et long terme des prix de l'électricité en Europe ainsi que les niveaux de marges captées par les centrales thermiques. Cette révision s'explique essentiellement par la revue à la hausse de la part des capacités de production d'origine renouvelable dans le mix électrique européen, ainsi que par la révision à la baisse des prévisions du prix des combustibles.

La dégradation des trajectoires financières résultant de cette mise à jour du scénario de prix a conduit le Groupe à comptabiliser des pertes de valeur sur les UGT Benelux (cf. Note 8.2.3), France Renouvelables et Génération Europe (cf. Note 8.2.5).

8.2.2 Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de pertes 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 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du 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 décembre 2016 par le Comité Exécutif 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. Les projections à long terme des prix du CO₂ correspondent aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016. 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.

8.2.3 Pertes de valeur sur goodwill de l'UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 5 601 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de pertes de valeur 2016. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

La valeur d'utilité 2016 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration. Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
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.
Activités de commercialisation et de services à l'énergie	Projection des flux de trésorerie jusqu'en 2022 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 flux de trésorerie sont compris entre 5,5% et 9,1% en fonction des profils de risque attribués à chaque activité.

Les prévisions concernant l'évolution du cadre réglementaire, l'évolution des prix de l'électricité, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité et les taux d'actualisation constituent les hypothèses clés du test de pertes de valeur de l'UGT *goodwill* Benelux.

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre réglementaire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, les durées d'exploitation des unités Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 ont été prolongées de 10 ans jusqu'en 2025. La loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive du nucléaire a été modifiée en conséquence en janvier 2014 (Tihange 1) et juillet 2015 (Doel 1 et 2). Par ailleurs, la convention conclue en novembre 2015 avec l'État belge prévoyant 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^{ème} année d'exploitation, est entrée en vigueur le 29 décembre 2016.

Le test de perte de valeur réalisé en 2016 intègre donc les conséquences de cette loi, à savoir la prolongation de 10 ans de ces deux unités, les dépenses d'investissement nécessaires à l'extension, 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, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

En ce qui concerne les unités de seconde génération, le précédent gouvernement avait confirmé en décembre 2013 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^{ème} 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 Sûreté Nucléaire, le Groupe

considère, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de pertes de valeur

Compte tenu de la dégradation des projections de flux de trésorerie résultant du contexte décrit dans la Note 8.2.1, et des effets négatifs sur la marge du test liés à la révision à la hausse des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires belges (cf. Note 18.2), la valeur recouvrable de l'UGT Benelux est inférieure de 1 362 millions d'euros à la valeur comptable de l'UGT au 31 décembre 2016. Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur 1 362 millions d'euros, imputée intégralement sur le *goodwill*. Suite à cette dépréciation, la valeur comptable du *goodwill* résiduel s'élève à 4 239 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 1 890 millions d'euros. Inversement, en cas d'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, la valeur recouvrable deviendrait supérieure à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 400 millions d'euros. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation entraînerait quant à elle, une diminution des pertes de valeur de 440 millions d'euros.

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 2 800 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 1 300 millions d'euros.

8.2.4 Pertes de valeur sur le goodwill de l'UGT GTT

GTT est une filiale cotée spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié.

Au 30 juin 2016, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 161 millions d'euros qui a été imputée sur le *goodwill* de l'UGT GTT. Cette dépréciation est consécutive à la baisse du cours du titre GTT et a été déterminée sur la base du cours de bourse au 30 juin 2016. Au 31 décembre 2016, la variation du cours de bourse n'entraîne pas de dépréciation complémentaire.

Une diminution de 10% de la valeur de l'action par rapport au cours de bourse au 31 décembre 2016 n'entraînerait pas de perte de valeur complémentaire sur le *goodwill*.

8.2.5 Pertes de valeur sur les immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2016 s'élèvent à 2 485 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- **Actifs de production hydroélectriques de la SHEM (UGT France Renouvelables)**

La baisse des prix *forwards* de l'électricité et des projections de prix de l'électricité en France ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 416 millions d'euros sur des actifs de production hydroélectrique de la SHEM.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh entraînerait une perte de valeur complémentaire de 100 millions d'euros sur ces actifs. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh entraînerait une diminution de la perte comptabilisée de 100 millions d'euros.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires pour un montant total de 27 millions d'euros. Une diminution de 50 points de base du taux d'actualisation entraînerait une diminution des pertes de valeur comptabilisées pour un montant total de 35 millions d'euros.

Les modalités de détermination de la valeur d'utilité, et notamment des hypothèses clés du test sont décrites dans la Note 12.3.4.

- **Actifs de l'UGT Génération Europe**

Au 31 décembre 2016, le Groupe a classé la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 4.2). La valeur comptable de ces actifs destinés à être cédés étant supérieure de 375 millions d'euros à la valeur de cession attendue, une perte de valeur de 375 millions d'euros a été comptabilisée au 31 décembre 2016. Cette perte a été imputée pour 139 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ces actifs destinés à être cédés, et pour 237 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels.

Le Groupe a également comptabilisé des pertes de valeur sur des centrales thermiques en Europe pour 283 millions d'euros qui concernent principalement :

- une centrale à gaz aux Pays-Bas pour 166 millions d'euros, du fait de la révision à la baisse des projections des marges captées sur l'horizon long terme ;
- des centrales à charbon en Allemagne pour 36 millions d'euros, notamment suite à la décision de mise sous cocon d'une centrale ;
- une centrale à charbon au Royaume-Uni pour 19 millions d'euros, suite à la décision prise par le Groupe au cours du premier semestre 2016 de procéder à sa fermeture anticipée.

- **Actifs de l'UGT Exploration & Production (E&P)**

Au 31 décembre 2016, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur des actifs de production et des licences d'exploration de l'UGT E&P pour un montant de 189 millions d'euros. Ces pertes de valeur, essentiellement comptabilisées au 30 juin 2016, s'expliquent notamment par la révision à la baisse des projections de prix du gaz naturel et du Brent sur la durée d'exploitation des actifs.

La valeur d'utilité de ces actifs a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies par le Management sur la durée d'exploitation attendue des actifs concernés.

- **Actifs de l'UGT Global Energy Management (GEM)**

Au 31 décembre 2016, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur des contrats de droit de tirage sur des actifs électriques en Italie pour un montant de 225 millions d'euros, correspondant à l'intégralité de la valeur nette comptable de l'actif.

Le Groupe a également comptabilisé des pertes de valeur pour un montant de 83 millions d'euros sur un portefeuille de contrats d'approvisionnements long terme en gaz naturel qui avaient été comptabilisés en tant qu'actif incorporel dans le cadre de la fusion avec Gaz de France en 2008. La valeur nette comptable de ces contrats est nulle au 31 décembre 2016.

- **Autres pertes de valeur**

Les autres pertes de valeurs comptabilisées par le Groupe concernent principalement :

- le portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, classé en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » depuis le 31 décembre 2015 (238 millions d'euros), compte tenu d'une juste valeur diminuée des coûts de cession inférieure à la valeur comptable des groupes d'actifs destinés à être cédés ;
- des navires méthaniers pour 141 millions d'euros, compte tenu des conditions difficiles du marché du GNL ;
- des actifs de production éoliens en Pologne pour 119 millions d'euros, suite à une baisse des prix de l'électricité et des certificats verts ;
- un actif de production d'électricité d'origine hydroélectrique au Chili pour 72 millions d'euros ;
- une plateforme de forage au Benelux (46 millions d'euros), suite à l'expiration du contrat d'exploitation, dans un contexte de marché difficile dans l'exploration-production.

8.2.6 Pertes de valeur comptabilisées en 2015

Au 31 décembre 2015, les pertes de valeur de 8 547 millions d'euros comptabilisées sur les *goodwill*s, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur <i>goodwill</i> s	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations	Pertes de valeur sur participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total	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)			Valeur d'utilité - DCF Multiple des réserves	
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			(194)			Valeur d'utilité - DCF	7,7% - 8,6%
Autres pertes de valeur		-	(197)	-	(197)		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015		(2 628)	(5 731)	(188)	(8 547)		

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 8 748 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 2015 s'est élevé à 6 761 millions d'euros.

Les tests de pertes de valeur annuels tiraient notamment les conséquences de l'environnement particulièrement difficile pour les activités de production de pétrole et de gaz, marqué par la chute importante des prix du gaz naturel et du pétrole. Ces conditions de marché ainsi que l'analyse des fondamentaux de marché avaient 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.

Les activités GNL étaient également durement affectées par la dégradation brutale des conditions de marché du GNL, liée au ralentissement de la demande de GNL en Asie et à 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.

8.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de -476 millions d'euros au 31 décembre 2016, comprennent essentiellement :

- des coûts liés aux décisions d'arrêt d'exploitation et de fermeture de certaines entités, de sites immobiliers et de centrales de production d'électricité pour un montant de 230 millions d'euros ;
- des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs mis en œuvre dans le cadre du programme de transformation du Groupe et de mesures d'adaptation au contexte économique pour un montant de 154 millions d'euros ; et
- divers autres coûts de restructurations pour 90 millions d'euros dont notamment des coûts externes liés au changement de la marque *corporate* du Groupe.

Au 31 décembre 2015, les charges de restructurations, d'un montant total de -265 millions d'euros, comprenaient -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 -54 millions d'euros sur la France, -61 millions d'euros sur le Benelux et -57 millions d'euros sur l'Europe hors France et Benelux.

8.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2016, les effets de périmètre s'élèvent à 544 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 225 millions d'euros relatif à la cession de la participation de 40,5% dans Paiton en Indonésie, dont 157 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 4.1.2) ;
- un résultat de 211 millions d'euros relatif à la cession d'une participation de 50% dans la filiale Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili (cf. Note 4.1.4) ;
- un résultat de 84 millions d'euros relatif à la cession de la participation de 89,9% dans Meenakshi en Inde, dont 48 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» (cf. Note 4.1.3).

Au 31 décembre 2015, les effets de périmètre s'élevaient à -46 millions d'euros et comprenaient 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».

8.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2016, ce poste comprend notamment la charge nette de 584 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (cf. Note 18.2), ainsi qu'une charge de 124 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de remise en état de site de la centrale d'Hazelwood en Australie suite au plan de fermeture du site approuvé en novembre 2016 par les actionnaires.

Au 31 décembre 2015, ce poste comprenait notamment une charge de 340 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de remise en état de site de la centrale d'Hazelwood en Australie, 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».

NOTE 9 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(915)	152	(763)	(981)	143	(839)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(66)	66	-	(276)	154	(122)
Autres produits et charges financiers	(1 263)	647	(617)	(1 156)	570	(586)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 245)	865	(1 380)	(2 413)	866	(1 547)

9.1 Coût de la dette nette

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 038)	-	(1 038)	(1 151)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	5	5	8
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(5)	-	(5)	(8)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	147	147	135
Coûts d'emprunts capitalisés	128	-	128	178
COÛT DE LA DETTE NETTE	(915)	152	(763)	(839)

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par un volume moyen de dette en légère baisse par rapport à fin décembre 2015 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe. (cf. Note 15.3.2 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période »).

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

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2016	31 déc. 2015
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(66)	66	-	(3)
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(66)	-	(66)	(157)
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	66	66	154
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	-	-	-	(119)
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	-	-	-	(119)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(66)	66	-	(122)

9.3 Autres produits et charges financières

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(102)	(102)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(5)	(2)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(577)	(555)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(141)	(127)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(59)	(46)
Autres charges financières	(380)	(323)
TOTAL	(1 263)	(1 156)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	114	101
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	3	-
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	30	26
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	78	79
Autres produits financiers	422	364
TOTAL	647	570
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(617)	(586)

NOTE 10 IMPÔTS

10.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 909 millions d'euros (contre 324 millions d'euros en 2015). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Impôt exigible	(1 861)	(1 348)
Impôt différé	952	1 024
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(909)	(324)

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Résultat net	163	(5 113)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	764	473
Impôt sur les bénéfices	(909)	(324)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	308	(5 261)
Dont sociétés françaises intégrées	786	(1 439)
Dont sociétés étrangères intégrées	(477)	(3 822)
Taux d'impôt normal de la société mère (B)	34,4%	38,0%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(106)	1 999
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	(61)	(195)
Différences permanentes ^(a)	(903)	(1 295)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(b)	258	136
Compléments d'impôt ^(c)	(508)	(411)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ^(d)	(1 119)	(1 651)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ^(e)	174	431
Effet des changements de taux d'impôt ^(f)	839	(73)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(g)	356	739
Autres	160	(5)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(909)	(324)

- (a) 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.
- (b) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, 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.
- (c) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, la taxe de 3% sur les dividendes distribués en numéraire par les sociétés françaises et les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, la contribution nucléaire forfaitaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (117 millions d'euros en 2016 et 166 millions d'euros en 2015), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
- (d) Comprend (i) 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 bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.

- (e) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales, principalement au Luxembourg pour un montant de 338 millions d'euros en 2015 suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle législation fiscale.
- (f) En 2016, comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France (cf. ci-après).
- (g) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux (essentiellement en 2015), 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.

Depuis 2011, le taux d'imposition de 34,43% sur les sociétés en France avait été majoré d'une contribution exceptionnelle qui avait *in fine* porté le taux à 38% en 2015. Cette contribution exceptionnelle a été abrogée dans la Loi de Finances 2016.

La Loi de Finances 2017 adoptée le 20 décembre 2016 prévoit une baisse du taux d'impôt à 28,92% pour toutes les entités fiscales françaises à compter du 1^{er} janvier 2020. Ce taux résulte de la baisse du taux de droit commun de l'impôt sur les sociétés de 33,33% à 28,00% majoré de la contribution sociale de 3,3%. Les impôts différés comptabilisés par les entités françaises se retournant au-delà de 2020 ont donc été réévalués à ce nouveau taux au 31 décembre 2016, ce qui s'est traduit par un impact positif sur le résultat non récurrent de 904 millions d'euros, et un impact négatif de -187 millions d'euros sur les impôts différés relatifs aux éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Impôts différés actifs :		
Reportes déficitaires et crédits d'impôts	(371)	176
Engagements de retraite	(108)	4
Provisions non déductibles	6	157
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	132	103
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	245	267
Autres	10	(138)
TOTAL	(86)	569
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 344	1 035
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(473)	(524)
Autres	167	(56)
TOTAL	1 038	455
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	952	1 024

Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2016 résulte notamment de la baisse du taux d'impôt futur approuvé en France. Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2015 provient principalement des effets impôts de certaines pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles.

10.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs financiers disponibles à la vente	(12)	(7)
Écarts actuariels	47	(139)
Couverture d'investissement net	13	70
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	382	(142)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	4	14
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	434	(204)
Quote-part des entreprises mises en équivalences	10	(18)
TOTAL	444	(222)

10.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

10.3.1 Variation des impôts différés

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

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2015	1 280	(8 131)	(6 851)
Effet du résultat de la période	(86)	1 038	952
Effet des autres éléments du résultat global	20	414	434
Effet de périmètre	8	124	132
Effet de change	(21)	(36)	(57)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	84	(218)	(135)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(35)	33	(2)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	1 250	(6 775)	(5 525)

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

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 178	2 532
Engagements de retraite	1 451	1 438
Provisions non déductibles	631	642
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 258	1 115
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	3 285	1 795
Autres	585	564
TOTAL	9 388	8 086
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(10 886)	(12 181)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(3 214)	(1 827)
Autres	(813)	(929)
TOTAL	(14 913)	(14 937)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(5 525)	(6 851)

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 une période de projections fiscales de six années validée par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

10.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2016, 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 3 716 millions d'euros (contre 3 308 millions d'euros au 31 décembre 2015). 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 1 698 millions d'euros en 2016 contre 1 472 millions d'euros en 2015.

NOTE 11 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	(415)	(4 617)
Rémunération des titres super-subordonnés	(146)	(145)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	(562)	(4 762)
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	(562)	(4 762)
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 396	2 392
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	9	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 405	2 403
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	(0,23)	(1,99)
Résultat net part du Groupe par action dilué	(0,23)	(1,99)

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 2015 et 2016. Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2016 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 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
Pertes de valeur	(1 690)
Variations de périmètre et Autres	39
Écarts de conversion	(1)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	17 372

Les effets des variations de périmètre au 31 décembre 2016 résultent principalement de la comptabilisation de *goodwill* dégagés respectivement sur l'acquisition d'OpTerra Energy Services (158 millions d'euros), sur l'acquisition de Green Charge Networks (47 millions d'euros) et sur la prise de contrôle de Maïa Eolis (40 millions d'euros), ainsi que de la décomptabilisation d'un *goodwill* de 199 millions d'euros relatif à des activités cédées sur l'exercice.

À l'issue des tests de pertes 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 1 690 millions d'euros, dont 1 362 millions d'euros sur l'UGT Benelux, 161 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT GTT, 139 millions d'euros sur le groupe d'actifs destinés à être cédés constitué par la centrale de production d'électricité de Polaniec et 24 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global LNG. Les tests de pertes de valeur réalisés en 2016 sur ces UGT sont décrits dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

La diminution constatée en 2015 provenait principalement de la comptabilisation de pertes de valeur sur les *goodwills* pour un montant total de 2 628 millions d'euros, dont 1 619 millions d'euros sur l'ancienne 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'ancienne UGT Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique.

12.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Du fait de la nouvelle organisation opérationnelle en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016 (cf. Note 6 «Information sectorielle»), le Groupe a mis à jour la définition des UGT *goodwill* et a procédé à des réallocations de *goodwill* entre les anciennes et les nouvelles UGT *goodwill*.

Le Groupe compte désormais 26 UGT *goodwill* qui correspondent aux 24 *Business Units* décrites dans la Note 6 à l'exception de la BU Asie-Pacifique qui est divisée en deux UGT *goodwill* (Australie et Asie-Pacifique hors Australie) et auxquelles s'ajoute l'UGT *goodwill* Solairedirect.

Le tableau ci-après présente les UGT *goodwill* dites «significatives» dont le montant de *goodwill* est supérieur à 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2016 ainsi que les UGT qui portent des *goodwills* supérieurs à 500 millions d'euros.

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2016
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Benelux	4 239
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France BtoC	France	1 010
France Renouvelables	France	871
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Amérique du Nord	Amérique du Nord	797
Génération Europe	Autres	682
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	651
GRTgaz	Infrastructures Europe	614
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	612
Storengy	Infrastructures Europe	543
France BtoB	France	503
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)		2 842
TOTAL		17 372

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 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du 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 8.2 «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 2016 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 15,1% (entre 4,7% et 14,5% en 2015). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes ci-après 8.3.1 «UGT significatives» et 8.3.2 «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 2016.

Le test de perte de valeur relatif à l'UGT *goodwill* Benelux est présenté dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

12.3.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur d'utilité de l'UGT GRDF a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017, du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration ainsi que de projections de flux de trésorerie sur la période 2020-2022. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2022. 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 5» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016 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 5.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

12.3.3 UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 010 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'UGT France BtoC regroupe les activités de commercialisation d'énergie et de services associés auprès des clients particuliers et professionnels en France.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du 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 1,9%.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité en France, l'évolution de la part du marché du Groupe ainsi que les prévisions des taux de marge de commercialisation.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 7,5% et 8,3%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 9% 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 des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 11% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 9% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant 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 9% sur ce calcul.

12.3.4 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 871 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque à l'exception des parcs photovoltaïques développés et opérés par Solairedirect).

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution post horizon liquide des prix de vente de l'électricité.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,2% et 8,5%, selon qu'il s'agit d'actifs régulés ou d'activités dites *merchant*.

La valeur d'utilité de la Compagnie Nationale du Rhône et de la SHEM tient compte d'hypothèses portant notamment sur la prolongation ou la remise en appel d'offres des concessions, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

Les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Résultats du test de perte de valeur

Une perte de valeur de 416 millions d'euros a été comptabilisée sur les actifs de production hydroélectrique de la SHEM (cf. Note 8.2.5).

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 52% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable de l'UGT demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10€/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 52% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 34% 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 des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 43% sur ce calcul.

Une absence de renouvellement de la concession hydroélectrique de la Compagnie Nationale du Rhône au-delà de 2023 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 550 millions d'euros.

12.3.5 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
Génération Europe	Autres	DCF + DDM	6,5% - 10,1%
Amérique du Nord	Amérique du Nord	DCF + DDM	3,8% - 12,7%
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	6,3% - 9,1%
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	5,6% - 12,4%
Storengy	Infrastructures Europe	DCF	4,7% - 9,3%
France BtoB	France	DCF	7,8% - 8,5%

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

12.3.5.1 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 682 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 3 ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie sont compris entre 6,5% et 10,1%.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post horizon liquide du prix du CO₂, des combustibles et de l'électricité.

Résultats du test de perte de valeur

Des pertes de valeur de 659 millions d'euros ont été comptabilisées au 31 décembre 2016, dont 520 millions d'euros sur des centrales thermiques et 139 millions d'euros correspondant à la part de *goodwill* de l'UGT allouée au groupe d'actifs destiné à être cédé en Pologne (cf. Note 8.2.5).

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 61% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur comptable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 65% sur ce calcul.

En cas de diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable, et conduirait à une dépréciation d'environ 100 millions d'euros.

12.3.5.2 UGT Storengy

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 543 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'UGT Stockage regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 3 ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Pour les activités de stockage en France et en Allemagne, les flux ont été projetés jusqu'en 2025, date à laquelle le Groupe estime que les *spreads* saisonniers auront atteint leur prix d'équilibre à long terme. Une valeur terminale a été déterminée en 2026 en appliquant au flux de trésorerie normatif de l'année 2025 un taux de croissance correspondant au taux d'inflation long terme attendu sur la zone euro.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie s'élèvent à 5,7% pour la France, 7,9% pour le Royaume-Uni et entre 4,7% et 9,3% pour les stockages allemands.

Les hypothèses clés du test portent sur (i) les prévisions de ventes de capacités en France et en Allemagne, lesquelles dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel, ainsi que (ii) l'évolution des hypothèses réglementaires concernant les activités de stockage souterrain de gaz naturel en France.

Une modification des *spreads* saisonniers affecterait le niveau de chiffre d'affaires à la fois via l'incidence du *spread* (i) sur le prix de vente de certains contrats de commercialisation de capacités qui sont fortement corrélés à cet indicateur ainsi que (ii) sur les volumes de vente globaux.

Une diminution de 5% du chiffre d'affaires du métier stockage en France et en Allemagne sur la période 2017-2025 et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale, conduirait à constater une perte de valeur de l'ordre de 300 millions d'euros.

Dans le cas d'un niveau de *spread* saisonnier qui resterait limité à son niveau attendu en 2021 sur l'ensemble de l'horizon de valorisation postérieur à cette date, le risque de perte de valeur s'élèverait à environ 250 millions d'euros.

12.4 Répartition sectorielle

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2016
Amérique du Nord	797
Amérique Latine	810
Afrique/Asie	978
Benelux	4 239
France	2 799
Europe hors France & Benelux	1 263
Infrastructures Europe	5 338
GEM & GNL	-
E&P	32
Autres	1 116
TOTAL	17 372

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 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
Acquisitions	169	-	584	753
Cessions	(54)	(13)	(51)	(119)
Écarts de conversion	(43)	-	27	(16)
Variations de périmètre	5	-	106	112
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(4)	(4)
Autres variations	19	33	38	91
AU 31 DÉCEMBRE 2016	3 205	2 565	11 613	17 383
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
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)
Dotations aux amortissements	(108)	(61)	(601)	(770)
Pertes de valeur	(6)	(225)	(176)	(407)
Cessions	29	13	34	76
Écarts de conversion	3	-	4	7
Variations de périmètre	-	-	(10)	(10)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	3	3
Autres variations	(7)	-	(84)	(92)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	(1 259)	(1 988)	(7 497)	(10 744)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2015	1 938	828	4 247	7 013
AU 31 DÉCEMBRE 2016	1 946	576	4 116	6 639

En 2016, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élèvent à -407 millions d'euros et portent essentiellement sur des contrats de droits de tirage sur des actifs électriques en Italie pour -225 millions d'euros, et sur un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz naturel pour -125 millions d'euros (cf. Note 8.2 «Pertes de valeur»).

En 2015, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles (-947 millions d'euros) portaient principalement sur la marque *corporate* GDF Gaz de France pour -455 millions d'euros, sur l'actif incorporel Relations clients France pour -95 millions d'euros, ainsi que sur des licences d'exploration en Australie pour -257 millions d'euros et au Qatar pour -87 millions d'euros.

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 les activités du secteur France Réseaux.

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 2016, ce poste comprend principalement des logiciels, des licences ainsi que des actifs incorporels acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises.

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 191 millions d'euros pour l'exercice 2016, dont 23 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).

NOTE 14 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

14.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc- tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobi- lisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
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
Acquisitions	7	26	893	46	-	4 299	65	5 336
Cessions	(8)	(46)	(743)	(41)	(97)	(20)	(48)	(1 003)
Écarts de conversion	16	(46)	717	3	(11)	10	(2)	688
Variations de périmètre	(6)	22	38	3	-	(718)	9	(653)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(3)	(7)	(1 208)	-	(23)	(47)	(2)	(1 291)
Autres variations	(5)	746	2 615	2	842	(3 489)	37	749
AU 31 DÉCEMBRE 2016	756	5 687	95 514	451	3 029	6 462	1 174	113 073
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
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)
Dotations aux amortissements	(8)	(265)	(3 148)	(43)	(74)	-	(89)	(3 627)
Pertes de valeur	(14)	(438)	(1 126)	(11)	31	(151)	(2)	(1 711)
Cessions	1	27	555	36	97	1	44	761
Écarts de conversion	(7)	5	(198)	(3)	11	93	3	(95)
Variations de périmètre	-	(12)	(29)	(2)	-	444	(5)	396
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	5	977	-	12	-	2	996
Autres variations	(5)	(15)	(186)	(1)	(142)	550	4	205
AU 31 DÉCEMBRE 2016	(145)	(2 925)	(48 531)	(337)	(1 324)	(1 195)	(878)	(55 334)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2015	642	2 762	47 824	123	1 059	4 296	281	56 988
AU 31 DÉCEMBRE 2016	612	2 762	46 983	114	1 706	5 268	296	57 739

En 2016, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» tient compte :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 336 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens en Amérique Latine et en France, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe et des développements dans les activités exploration-production ;
- d'une augmentation de +981 millions d'euros de l'actif de démantèlement reconnu en contrepartie des provisions comptabilisées au titre du démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique (cf. Note 18.2) ;
- des effets de change pour un montant de +593 millions d'euros, portant principalement sur le réal brésilien (+557 millions d'euros), le dollar américain (+267 millions d'euros), la couronne norvégienne (+87 millions d'euros), et la livre sterling (-349 millions d'euros) ;

- d'amortissements pour un total de -3 627 millions d'euros ;
- de pertes de valeur s'élevant à -1 711 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (-520 millions d'euros), sur des actifs de production hydroélectrique en France (-414 millions d'euros), sur des navires méthaniers (-142 millions d'euros), ainsi que sur des actifs d'exploration-production ;
- du classement de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (-295 millions d'euros) ; la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes ayant été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière ;
- de variations de périmètre pour -257 millions d'euros résultant principalement de la cession de 50% de Transmisora Eléctrica del Norte SA (TEN) au Chili (-202 millions d'euros) et de la cession des centrales à charbon de Meenakshi en Inde (-131 millions d'euros), partiellement compensées par la prise de contrôle de Energieversorgung Gera GmbH en Allemagne (+100 millions d'euros).

En 2015, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» provenait principalement :

- des pertes de valeur sur immobilisations corporelles portant essentiellement sur des actifs d'exploration-production (-2 197 millions d'euros), sur des actifs de production d'énergies en Afrique/Asie (-1 639 millions d'euros) et en Europe hors France et Benelux (-345 millions d'euros), ainsi que sur un terminal de regazéification en Amérique du Nord (-195 millions d'euros) ;
- des cessions d'immobilisations corporelles nettes de -435 millions d'euros comprenant 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 ;
- des effets de change nets de +529 millions d'euros portant 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) ;
- du transfert sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de la valeur comptable des immobilisations corporelles du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis.

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».

14.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 3 727 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 5 267 millions d'euros au 31 décembre 2015. La variation est principalement liée à la cession des actifs hydroélectriques *merchant* aux États-Unis.

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 relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 3 181 millions d'euros au 31 décembre 2015.

14.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 128 millions d'euros au titre de l'exercice 2016 contre 178 millions d'euros au titre de l'exercice 2015.

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. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	2 997	-	2 997	3 016	-	3 016
Prêts et créances au coût amorti	2 250	21 430	23 680	2 377	20 080	22 457
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 250	595	2 845	2 377	731	3 108
Clients et autres débiteurs	-	20 835	20 835	-	19 349	19 349
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 603	10 486	14 089	4 026	12 029	16 055
Instruments financiers dérivés	3 603	9 047	12 650	4 026	10 857	14 883
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 439	1 439	-	1 172	1 172
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	9 825	9 825	-	9 183	9 183
TOTAL	8 850	41 741	50 591	9 419	41 292	50 711

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
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
Acquisitions	407
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(500)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(152)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	298
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(21)
Variations de périmètre, change et divers	(49)
Au 31 DÉCEMBRE 2016	2 997

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 997 millions d'euros au 31 décembre 2016 et se répartissent entre 1 977 millions d'euros de titres cotés et 1 020 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 593 millions d'euros et 1 423 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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), ainsi qu'à la cession des participations que le Groupe détenait respectivement dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution, dans Transportadora de Gas del Perú, et dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (cf. Note 4.1.5).

En 2015, les principales variations de l'exercice résultaient de 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).

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
		Variation de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur		
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	298	1	-	(152)	-
Résultat	114	-	-	(21)	152	90
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016	114	298	1	(21)	-	90
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	(2)	16	-	(17)	-
Résultat	101	-	-	(147)	17	64
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	101	(2)	16	(147)	-	64

(1) Hors effet impôt.

En 2016, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat pour 152 millions d'euros résultent pour l'essentiel de la cession des titres Transportadora de Gas del Perú (cf. Note 4.1.5.2).

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 21 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 2016.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 250	595	2 845	2 377	731	3 108
Prêts aux sociétés affiliées	718	441	1 159	735	467	1 202
Autres créances au coût amorti	655	22	678	707	157	864
Créances de concessions	14	6	20	14	6	20
Créances de location financement	862	125	987	921	101	1 021
Clients et autres débiteurs	-	20 835	20 835	-	19 349	19 349
TOTAL	2 250	21 430	23 680	2 377	20 080	22 457

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

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 092	(248)	2 845	3 369	(261)	3 108
Clients et autres débiteurs	21 897	(1 062)	20 835	20 412	(1 063)	19 349
TOTAL	24 989	(1 310)	23 680	23 781	(1 324)	22 457

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 2016	115	32	(111)
Au 31 décembre 2015	110	(4)	(195)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2016, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les 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 en Uruguay.

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 -1 062 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre -1 063 millions d'euros au 31 décembre 2015.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	3 603	9 047	12 650	4 026	10 857	14 883
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	888	250	1 138	1 174	240	1 413
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	1 875	8 712	10 587	1 962	10 510	12 472
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments⁽¹⁾</i>	840	85	925	890	107	998
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	816	816	-	797	797
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	816	816	-	779	779
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	0	0	-	17	17
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	622	622	-	375	375
TOTAL	3 603	10 486	14 089	4 026	12 029	16 055

(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 8 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 9 millions d'euros en 2015.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat est non significatif au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 9 825 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 246 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 258 millions d'euros au 31 décembre 2015. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 192 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 2016 s'établit à +131 millions d'euros contre +121 millions d'euros en 2015.

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	562	594
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores Assets	82	82
Prêt à Sibelga	26	58
Autres placements de trésorerie	1 464	1 193
OPCVM et FCP	1 464	1 193
TOTAL	2 026	1 787

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 2016, 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 2016, 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 2016 s'élève à 762 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 177	4 348

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 2016 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	24 411	12 539	36 950	28 123	11 032	39 155
Instruments financiers dérivés	3 410	9 228	12 638	4 216	8 642	12 858
Fournisseurs et autres créanciers	-	17 075	17 075	-	17 101	17 101
Autres passifs financiers	200	-	200	237	-	237
TOTAL	28 021	38 842	66 864	32 577	36 775	69 352

15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	18 617	3 360	21 977	21 912	2 057	23 969
Emprunts bancaires	4 501	977	5 478	4 694	1 765	6 459
Titres négociables à court terme	-	6 330	6 330	-	5 378	5 378
Tirages sur facilités de crédit	12	30	43	95	10	105
Emprunts sur location-financement	520	150	670	517	95	611
Autres emprunts	90	249	339	319	80	399
EMPRUNTS	23 740	11 097	34 837	27 537	9 385	36 922
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	608	608	-	603	603
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	23 740	11 705	35 444	27 537	9 988	37 525
Impact du coût amorti	235	72	306	276	107	383
Impact de la couverture de juste valeur	436	31	468	310	23	333
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	731	731	-	914	914
DETTES FINANCIÈRES	24 411	12 539	36 950	28 123	11 032	39 155

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2016 à 39 343 millions d'euros pour une valeur comptable de 36 950 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 9 «Résultat financier».

Les informations sur les dettes financières nettes 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. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	251	67	318	278	100	377
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 461	9 038	10 499	2 528	8 493	11 022
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 698	123	1 821	1 410	49	1 459
TOTAL	3 410	9 228	12 638	4 216	8 642	12 858

(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. 2016	31 déc. 2015
Fournisseurs	16 327	16 280
Dettes sur immobilisations	748	821
TOTAL	17 075	17 101

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 200 millions d'euros (237 millions d'euros au 31 décembre 2015). 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. 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. 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	23 740	11 705	35 444	27 537	9 988	37 525
Impact du coût amorti	235	72	306	276	107	383
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	436	31	468	310	23	333
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	731	731	-	914	914
DETTES FINANCIÈRES	24 411	12 539	36 950	28 123	11 032	39 155
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	251	67	318	278	100	377
DETTE BRUTE	24 662	12 606	37 268	28 401	11 132	39 533
Actifs liés au financement	(58)	(1)	(58)	(37)	-	(37)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(58)	(1)	(58)	(37)	-	(37)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(816)	(816)	-	(797)	(797)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(622)	(622)	-	(375)	(375)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 825)	(9 825)	-	(9 183)	(9 183)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(888)	(250)	(1 138)	(1 174)	(240)	(1 413)
TRÉSORERIE ACTIVE	(888)	(11 514)	(12 402)	(1 174)	(10 595)	(11 768)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	23 716	1 091	24 807	27 190	537	27 727
Encours des dettes financières	23 740	11 705	35 444	27 537	9 988	37 525
Actifs liés au financement	(58)	(1)	(58)	(37)	-	(37)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(816)	(816)	-	(797)	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 825)	(9 825)	-	(9 183)	(9 183)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	23 682	1 062	24 744	27 500	8	27 508

(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 composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble 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 2016, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de 74 millions d'euros (dont -240 millions d'euros sur la livre sterling, +76 millions d'euros sur le dollar américain et +53 millions d'euros sur le real brésilien).

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une réduction nette de 3 600 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des acquisitions réalisées sur la période (principalement OpTerra Energy Services, Maïa Eolis et Green Charge Networks) qui ont accru l'endettement financier net de 392 millions d'euros (cf. Notes 4.3 et 4.4.1) ;
- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 992 millions d'euros ; portant notamment sur une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), des actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis, les centrales à charbon Meenakshi et Paiton, un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à Futures Energies Investissements Holding et sur des participations non consolidées dans la Société d'Enregistrement du Tricastin Holding, Transportadora de Gas del Perú et dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution (cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2016»).

15.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2016 :

- le 18 mai 2016, réalisation d'une émission obligataire chez Glow Energy Public Co. Ltd. d'un montant de 3 milliards de bahts thaïlandais (75 millions d'euros) portant un coupon de 2,81% et arrivant à échéance en 2026 ;
- le 15 juillet 2016, réalisation de deux émissions obligataires chez ENGIE Brasil Energia :
 - d'un montant de 247 millions de real brésilien (68 millions d'euros) portant un coupon variable indexé sur l'inflation et arrivant à échéance en 2023,
 - d'un montant de 353 millions de real brésilien (98 millions d'euros) portant un coupon variable indexé sur l'inflation et arrivant à échéance en 2026 ;
- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours de l'année 2016 :
 - 1 043 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 5,625% et arrivés à échéance le 18 janvier 2016,
 - 1 milliard d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant coupon à 1,5% arrivés à échéance le 1^{er} février 2016 ;
- opérations de refinancement :
 - le 26 juin 2016, le Groupe a procédé au refinancement bancaire de Pelican Point et Canunda pour un montant de 175 millions de dollars australiens, soit 117 millions d'euros,
 - le 30 juin 2016, le Groupe a refinancé en interne et à l'échéance la dette bancaire de Hazelwood Power Partnership pour un montant de 368 millions de dollars australiens, soit 242 millions d'euros.

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. 2016				31 déc. 2015			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	2 997	1 977	-	1 020	3 016	1 593	-	1 423
Instruments financiers dérivés	12 650	68	12 560	22	14 883	67	14 753	63
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 138	-	1 138	-	1 413	-	1 413	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 504	68	2 414	22	3 485	67	3 354	63
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	8 083	-	8 083	-	8 987	-	8 987	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	925	-	925	-	998	-	998	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	816	1	816	-	797	1	796	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	816	1	816	-	779	1	779	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	17	-	17	-
TOTAL	16 464	2 046	13 376	1 042	18 696	1 661	15 549	1 486

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 2016, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Titres disponibles à la vente
Au 31 décembre 2015	1 423
Acquisitions	158
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(500)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(152)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	160
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(18)
Variations de périmètre, change et divers	(51)
Au 31 décembre 2016	1 020
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	88

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 102 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans le tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des *futures* négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation en juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes, le plus souvent parce que la maturité de l'instrument excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

L'évaluation à la juste valeur des autres instruments financiers dérivés est obtenue au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités de marché et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement. Ces instruments financiers dérivés sont présentés en niveau 2.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur, pour lesquels le Groupe dispose de valeurs liquidatives régulières sont classés en niveau 1, et en niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont classés en niveau 2.

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. 2016				31 déc. 2015			
	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	4 691	-	4 691	-	7 294	-	7 294	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	34 652	20 144	14 508	-	33 626	18 803	14 823	-
Instruments financiers dérivés	12 638	121	12 483	34	12 858	139	12 667	52
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	318	-	318	-	377	-	377	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 411	119	2 258	34	3 897	135	3 714	48
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	8 088	3	8 085	-	7 125	4	7 117	4
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 821	-	1 821	-	1 459	-	1 459	-
TOTAL	51 982	20 266	31 682	34	53 778	18 942	34 785	52

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 2016

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	10 948	10 587	(7 981)	2 607
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 063	2 063	(596)	1 467
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 860)	(10 499)	9 867	(632)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 139)	(2 139)	390	(1 750)

(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 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.

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 2016 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. 2016		31 déc. 2015	
		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	475	(49)	329	96
Gaz naturel	+3 €/MWh	(23)	(97)	(70)	(98)
Electricité	+5 €/MWh	84	(39)	17	(9)
Charbon	+10 \$US/ton	67	3	97	1
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	64	-	96	-
EUR/USD	+10%	(89)	(7)	(206)	(9)
EUR/GBP	+10%	(42)	8	(7)	1

(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 d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. 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 427 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 389 millions d'euros en 2015).

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. 2016	2016 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2016 ⁽²⁾	Minimum 2016 ⁽²⁾	2015 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	2	10	20	2	7

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des *VaR* quotidiennes en 2016.

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 au 31 décembre 2016 et 2015 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 875	629	(1 461)	(949)	1 962	1 522	(2 528)	(1 369)
Couverture de flux de trésorerie	87	101	(231)	(283)	242	496	(217)	(326)
Autres instruments financiers dérivés	1 788	528	(1 230)	(666)	1 720	1 026	(2 312)	(1 042)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	8 083	-	(8 088)	-	8 987	-	(7 125)
TOTAL	1 875	8 712	(1 461)	(9 038)	1 962	10 510	(2 528)	(8 493)

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.

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. 2016				31 déc. 2015			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	36	25	(106)	(81)	128	326	(40)	(105)
Electricité	5	9	(42)	(37)	26	17	(20)	(34)
Charbon	5	4	-	-	-	-	(1)	(7)
Pétrole	1	2	(62)	(152)	9	29	(129)	(148)
Autres ⁽¹⁾	40	61	(21)	(14)	79	124	(26)	(32)
TOTAL	87	101	(231)	(283)	242	496	(217)	(326)

(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					Au-delà de 5 ans
		31 déc. 2016	2017	2018	2019	2020	2021
Gaz naturel	GWh	(37 356)	(18 323)	(20 369)	1 166	169	1
Electricité	GWh	(7 411)	(1 607)	(2 749)	(2 623)	(314)	(118)
Charbon	Milliers de tonnes	562	417	144	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 688	4 544	(1 856)	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 506	534	922	900	150	-

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Au 31 décembre 2016, une perte de 372 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre un gain de 148 millions d'euros au 31 décembre 2015). Un gain de 167 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2016 (contre un gain de 143 millions d'euros en 2015).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. L'impact est nul au 31 décembre 2016 (contre un gain de 1 million d'euros au 31 décembre 2015).

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) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, 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. Les trois expositions principales aux risques translationnel et de consolidation correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

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. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	77%	65%	69%
USD	16%	10%	15%	14%
GBP	7%	2%	8%	5%
Autres devises	12%	11%	12%	12%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Endettement net

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	59%	77%	61%	67%
USD	21%	13%	18%	17%
GBP	10%	3%	10%	7%
Autres devises	10%	7%	11%	9%
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 prise en compte des dérivés de change

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les actifs et passifs libellés dans une devise différente de la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces actifs et 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 génèrerait un gain (une perte) de 25 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 508 millions d'euros en capitaux propres. Une appréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact négatif de 508 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 dans une fourchette définie par le management du Groupe 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 2016, 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* 2017, 2018 et 2019, sur des maturités 10, 20 et 18 ans.

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. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	36%	41%	34%	38%
Taux fixe	64%	59%	66%	62%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Endettement net

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	11%	17%	12%	17%
Taux fixe	89%	83%	88%	83%
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 prise en compte 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'intérêts de 42 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 24 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 29 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est notamment 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 574 millions d'euros lié à la variation de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 710 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 2016 et 2015 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	888	250	(251)	(67)	1 174	240	(278)	(100)
Couverture de juste valeur	683	-	(19)	-	575	115	(34)	-
Couverture de flux de trésorerie	68	166	(90)	(1)	509	-	(33)	(1)
Dérivés non qualifiés de couverture	137	84	(142)	(66)	90	125	(211)	(99)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	840	85	(1 698)	(123)	890	107	(1 410)	(49)
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	13	6	(976)	(55)	56	72	(742)	(9)
Couverture d'investissement net	37	-	(118)	-	22	-	(87)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	791	79	(604)	(68)	813	35	(580)	(41)
TOTAL	1 728	335	(1 949)	(190)	2 064	347	(1 688)	(149)

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 ou à l'évolution des qualités de crédit, (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. 2016		31 déc. 2015	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	-	-	115	124
Couverture de flux de trésorerie	(146)	4 513	370	4 628
Couverture d'investissement net	(81)	6 281	(65)	4 919
Dérivés non qualifiés de couverture	(102)	9 796	(234)	10 659
TOTAL	(329)	20 591	185	20 329

Dérivés de taux

En millions d'euros	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	664	10 163	541	9 413
Couverture de flux de trésorerie	(724)	3 520	(518)	4 532
Dérivés non qualifiés de couverture	313	20 567	366	21 408
TOTAL	253	34 250	389	35 353

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises, ainsi que les opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux financiers futurs en devises, à de la couverture de dettes à taux variable et à de la couverture des besoins de refinancement futurs.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de change.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments qui ne peuvent être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des engagements en devise ainsi que des emprunts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2016, 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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(870)	84	(80)	(84)	(84)	(65)	(641)

Au 31 décembre 2016, une perte de 261 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 2016.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie est non significative au 31 décembre 2016.

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)

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente un gain de 3 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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 «*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 BUs la gestion de ces risques tout en permettant au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de *rating* appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement et selon un processus simplifié de *scoring* appliqué aux clients commerciaux ayant un niveau de consommation moindre. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (qualité de crédit, secteur d'activité,...) selon des indicateurs de type exposition courante (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

Clients et autres débiteurs

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

En millions d'euros	Actifs 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 2016	920	196	268	1 384	1 279	19 234	21 897
Au 31 décembre 2015	877	225	315	1 418	1 218	17 776	20 412

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. 2016		31 déc. 2015	
	Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽³⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	9 626	10 588	11 191	12 472
Exposition nette ⁽²⁾	2 347	2 571	3 216	3 548
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	91,3%		90,6%	

(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.

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 2016	-	-	2	2	238	2 832	3 071
Au 31 décembre 2015	-	-	24	24	397	2 921	3 343

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 -227 millions d'euros (contre -235 millions d'euros au 31 décembre 2015). 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 2016, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 664 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	10 664	89,0%	4,0%	7,0%	10 167	90,0%	3,0%	7,0%

(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 2016, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 24% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

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 2016, 95% 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 titres négociables à court terme (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2016, les ressources bancaires représentent 19% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 21 977 millions d'euros de dettes obligataires, soit 63% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représentent 18% de la dette brute et s'élèvent à 6 330 millions d'euros au 31 décembre 2016. 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 10 642 millions d'euros au 31 décembre 2016 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 13 602 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 13 559 millions d'euros de lignes disponibles. 93% 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 2016, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2016, 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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	21 977	3 360	1 696	924	2 492	2 169	11 336
Emprunts bancaires	5 478	977	723	459	805	283	2 230
Titres négociables à court terme	6 330	6 330	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	43	30	2	2	4	-	3
Emprunts sur location-financement	670	150	167	154	91	80	28
Autres emprunts	339	249	13	35	10	10	22
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	608	608	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	35 444	11 705	2 602	1 574	3 402	2 543	13 619
Actifs liés au financement	(58)	(1)	(1)	(1)	(3)	(4)	(48)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(816)	(816)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 825)	(9 825)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	24 744	1 062	2 601	1 573	3 399	2 539	13 571

Au 31 décembre 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 525	9 988	4 649	2 407	1 328	3 249	15 904
Actifs liés au financement, actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 017)	(9 983)	-	-	-	(1)	(33)
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

Au 31 décembre 2016, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 688	982	846	773	694	599	5 793

Au 31 décembre 2015

En millions d'euros	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 2016, 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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(843)	(223)	16	(32)	(83)	(85)	(436)

Au 31 décembre 2015

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

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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 559	1 517	483	538	376	10 525	120

Parmi ces programmes disponibles, 6 330 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2016, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

Au 31 décembre 2015

En millions d'euros	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

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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	(2 404)	(935)	(731)	(513)	(170)	(36)	(19)
afférents aux activités de <i>trading</i>	(8 085)	(8 085)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	2 514	606	1 082	501	211	71	42
afférents aux activités de <i>trading</i>	8 081	8 081	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016	106	(332)	352	(12)	42	34	22

Au 31 décembre 2015

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

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

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 secteurs reportables GEM & GNL, Amérique Latine et Amérique du Nord (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2016	2017	2018-2021	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2015
Achats fermes	(6 214)	(746)	(2 496)	(2 972)	(6 950)
Ventes fermes	2 051	400	669	982	1 784

16.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2016, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 997 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 198 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 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)
Achat/vente d'actions propres		1 884 703	1 884 703			61
AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	(37 522 838)	2 397 762 173	2 435	32 506	(761)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2016 résulte de livraisons d'actions propres à hauteur de 2 millions d'actions dans le cadre d'attributions gratuites d'actions (contre 5 millions d'actions en 2015).

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

Au 31 décembre 2016, il ne subsiste qu'un seul plan d'options d'achat d'actions, décrit 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 3 mai 2016. 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 2016, le Groupe détient 37,5 millions d'actions propres 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 37 746 millions d'euros au 31 décembre 2016, 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 -3 235 millions d'euros au 31 décembre 2016 (-2 538 millions d'euros au 31 décembre 2015) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 846 millions d'euros au 31 décembre 2016 (778 millions d'euros au 31 décembre 2015).

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 146 millions d'euros payés en 2016, 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 34 741 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 36 690 millions d'euros au 31 décembre 2015), dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

17.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2015 et 2016.

	Montant réparti (en millions d'euros)	Dividende net par action (en euros)
Au titre de l'exercice 2015		
Acompte (payé le 15 octobre 2015)	1 196	0,50
Solde du dividende au titre de 2015 (payé le 5 mai 2016)	1 198	0,50
Au titre de l'exercice 2016		
Acompte (payé le 14 octobre 2016)	1 198	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 2016 s'élève à 74 millions d'euros (72 millions d'euros pour les versements effectués en 2015) et est comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 3 mai 2016 a décidé la distribution d'un dividende de 1 euro par action au titre de l'exercice 2015. Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 15 octobre 2015 pour un montant de 1 196 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 5 mai 2016 le solde du dividende de 0,50 euro par action pour un montant de 1 198 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 28 juillet 2016 a décidé la mise en paiement le 14 octobre 2016 d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action pour un montant total de 1 198 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2016

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action soit un montant total de 2 397 millions d'euros sur la base du nombre

d'actions en circulation au 31 décembre 2016. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2016 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2016. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2016, cette majoration est évaluée à 16 millions d'euros. Un acompte de 0,50 euro par action sur le dividende unitaire a déjà été versé le 14 octobre 2016 soit 1 198 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, dont le coupon détaché le 16 mai 2017, sera payé le 18 mai 2017. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2016, les états financiers à fin 2016 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 2016 et au 31 décembre 2015, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs financiers disponibles à la vente	587	443
Couverture d'investissement net	(647)	(561)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(900)	(641)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(208)	193
Impôts différés sur éléments ci-dessus	432	146
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(401)	(509)
Écarts de conversion	1 296	990
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	159	62

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. 2015	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2016
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	5 785	237	(368)	-	2	141	11	615	6 422
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ⁽¹⁾	4 744	698	(39)	-	-	227	-	-	5 630
Démantèlement des installations ^(2, 3)	4 476	267	(6)	-	(2)	215	12	710	5 671
Reconstitution de sites	1 474	9	(35)	(58)	1	25	(8)	79	1 487
Litiges, réclamations et risques fiscaux	663	582	(157)	(44)	(113)	9	14	180	1 133
Autres risques	1 694	788	(495)	(11)	109	6	(9)	(217)	1 865
TOTAL PROVISIONS	18 836	2 580	(1 100)	(114)	(4)	623	20	1 367	22 208

(1) Dotations de 698 millions d'euros, dont 584 millions d'euros d'augmentation liés à l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.

(2) Provision totale de 5 671 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 4 997 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 629 millions d'euros au 31 décembre 2015.

(3) Colonne «Autres» de 710 millions d'euros, dont 981 millions d'euros d'augmentation liés à l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.

L'effet de désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des actifs de couverture.

La colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2016 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. 2016
Résultat des activités opérationnelles	(1 352)
Autres produits et charges financiers	(623)
Impôts	(14)
TOTAL	(1 989)

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 liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires.

18.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue 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.

Dans l'hypothèse où des évolutions étaient constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission pourrait réviser son avis.

Un nouveau dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2016 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2016, sur base de l'avis émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies).

Ce dossier détaillé reprend entre autres :

- les scénarios industriels de gestion élaborés pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires ainsi que pour la gestion des matières fissiles irradiées ;
- l'estimation détaillée des coûts qui y sont liés, ainsi qu'une planification dans le temps des dépenses prévues ;
- la méthode de calcul retenue pour la constitution des provisions ;
- une analyse du taux d'actualisation à retenir, déterminé conformément aux techniques établies d'analyse financière.

Les provisions au 31 décembre 2016 sont déterminées conformément aux scénarios industriels et aux méthodologies de calculs tels que revus et approuvés par la Commission.

Le dossier présenté et approuvé par la Commission conduit à :

- une augmentation de 584 millions d'euros de la provision pour aval du cycle dont la contrepartie est comptabilisée en autres éléments non récurrents du résultat des activités opérationnelles ;
- une augmentation de 1 123 millions d'euros de la provision pour démantèlement dont la principale contrepartie est comptabilisée à l'actif en tant que composante du démantèlement des unités de production pour un montant de 981 millions d'euros, à amortir sur la durée résiduelle d'exploitation des centrales concernées.

La mise à jour des analyses historiques et prospectives des taux de référence à long terme a conduit le Groupe à réviser à la baisse le taux d'actualisation à 3,5% par rapport à 4,8% précédemment, en maintenant inchangée l'hypothèse d'inflation sous-jacente de 2,0%. L'augmentation des provisions telle que présentée ci-dessus intègre l'impact estimé de cette diminution du taux d'actualisation, soit +1 043 millions d'euros pour l'aval du cycle, et +731 millions d'euros pour le démantèlement des centrales. Il est à noter que le taux d'actualisation constitue une des hypothèses de l'évaluation, interdépendante d'autres paramètres qui visent ensemble à intégrer les aléas et risques inhérents aux processus industriels de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

Les stratégies industrielles présentées dans le dossier 2016 sont globalement inchangées par rapport à celles retenues antérieurement.

Pour l'aval du cycle, l'évaluation des coûts d'entreposage sur site, de retraitement et de conditionnement a été mise à jour sur la base des derniers devis et études disponibles. Elle tient également compte de la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des centrales Doel 1 & 2, autorisée en 2015 et confirmée en décembre 2016 par l'adoption de la loi sur les contributions nucléaires pour les unités de deuxième génération.

L'estimation des coûts de démantèlement des centrales a été mise à jour en 2016 pour tenir compte de l'évolution des tarifs d'évacuation de l'ONDRAF, de la mise à jour des bases d'inventaires physiques et radiologiques, de la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de Doel 1 & 2 et de ses effets sur le séquençage des opérations pour l'ensemble du parc.

Les provisions ont été établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités.

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 nouvelle législation 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 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 irradié. 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.

Le Groupe considère que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

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 scénari 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 le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, conditionnement, entreposage et évacuation. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, 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 sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF ;
- 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 retenu est de 3,5%. Il tient compte d'une inflation de 2,0% (taux réel de 1,5%) ;
- 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 ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Ces éléments 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. Dans son avis de 2016, la Commission a recommandé que les actions nécessaires soient formellement initiées à court terme afin d'assurer la concrétisation du scénario de retraitement partiel.

Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et 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 des combustibles usés 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 dans l'argile de Boom, tel que préconisé dans le plan déchet de l'ONDRAF. Il n'y a pas, à ce jour, de site qualifié en Belgique pour l'enfouissement. Dans son avis de 2016, la Commission demande d'aboutir, dans les plus brefs délais, à un scénario reprenant un concept d'installations d'entreposage qui peut être considéré par les autorités comme susceptible de faire l'objet d'une autorisation.

Le Groupe est d'avis que la démonstration de la faisabilité de ces installations ne devrait pas conduire à remettre en question le scénario industriel retenu, celui-ci ayant été revu et validé par des experts nationaux et internationaux qui n'ont, à ce jour, pas formulé d'objection quant à la réalisation technique de cette solution de dépôt en couche géologique profonde.

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.

La stratégie de démantèlement est globalement inchangée par rapport au dossier de 2013. Elle repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un «*greenfield* industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

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 3,5% (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 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations 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 ;
- 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 des installations ;
- 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 ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Les hypothèses retenues ont un impact majeur sur les coûts associés à leur mise en place. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, 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

Le solde des provisions pour aval du cycle s'établit à 5,6 milliards d'euros au 31 décembre 2016. L'engagement, exprimé en euros courants et estimé à la quote-part de combustible irradié à date, représente un montant de quelque 11,0 milliards d'euros.

Les provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique s'élève à 4,6 milliards d'euros au 31 décembre 2016. L'engagement, exprimé en euros courants, représente un montant d'environ 7,5 milliards d'euros.

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 120 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 des installations non nucléaires et reconstitution de sites

18.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

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.

18.3.2 Activité exploration-production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration-production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

18.3.3 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 leur décision de fermer la centrale à charbon d'Hazelwood (1 600 MW – entité détenue à 72% et consolidée par intégration globale) ainsi que la mine de charbon attenante. La fermeture sera effective fin mars 2017.

Au 31 décembre 2016, la provision pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 532 millions d'euros (dont 312 millions d'euros au titre de la réhabilitation de la mine et 220 millions d'euros au titre des obligations de démantèlement de la centrale).

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site comprendront une réhabilitation de la mine visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme, la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, un suivi des incidences environnementales et des plans de remédiations associés ainsi qu'une surveillance du site réhabilité sur le long terme.

Compte tenu de la complexité et de la spécificité des travaux qui devront être entrepris pour réhabiliter la mine, la société a fait appel à des géologues et des experts environnementaux pour l'assister dans la préparation, le chiffrage du coût financier et la mise en œuvre du plan de réhabilitation. Ce plan de réhabilitation, qui a été approuvé par les actionnaires d'Hazelwood, sera présenté et discuté avec l'agence environnementale et les autorités de l'État de Victoria dans le courant de l'exercice 2017.

Les législations et réglementations applicables sont actuellement en cours de réforme par l'État de Victoria, les dispositions finales retenues pourraient modifier la nature des travaux à réaliser, leur calendrier et donc l'évaluation des coûts provisionnés.

Les taux moyen d'actualisation retenus pour déterminer le montant de la provision s'élèvent respectivement à 5,52% et 5,11% pour les travaux de restauration de la mine et de démantèlement de la centrale.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de démantèlement et de réhabilitation qui devront être encourus par la société Hazelwood. Cependant, le montant de cette provision pourrait être ajusté dans le futur afin de tenir compte d'éventuelles évolutions concernant les paramètres clés de l'évaluation.

18.4 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 financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2016, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,4 milliards d'euros contre 3,2 milliards d'euros au 31 décembre 2015, l'augmentation étant essentiellement liée à la baisse des taux d'actualisation.

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

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, Laborelec, ENGIE CC et partiellement ENGIE Energy Management.

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 14% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2016. La durée moyenne de ces régimes est de 12 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. 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, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2016, le taux minimum garanti est de 1,75%.

L'impact lié à la mise en place de cette nouvelle loi s'est traduit par une augmentation de l'engagement net de 10 millions d'euros au 31 décembre 2016.

La charge comptabilisée en 2016 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 24 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2015.

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 qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

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 2016 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 69 millions d'euros contre 71 millions d'euros en 2015.

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 : ENGIE Brasil 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 capital décès ;

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 d'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 3 milliards d'euros au 31 décembre 2016. La durée de l'engagement est de 21 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.

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,...).

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.

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 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
Différence de change	(51)	(1)	-
Variations de périmètre et autres	46	(12)	(43)
Pertes et gains actuariels	(663)	(7)	2
Charge de l'exercice	(430)	(49)	3
Plafonnement d'actifs	41	-	-
Cotisations/prestations payées	420	76	1
AU 31 DÉCEMBRE 2016	(6 422)	68	130

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 478 millions d'euros en 2016 (442 millions d'euros en 2015). 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».

La zone Euro représente 95% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2016 (contre 94% au 31 décembre 2015).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 469 millions d'euros au 31 décembre 2016, contre 2 730 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 670 millions d'euros en 2016 et un gain actuariel de 446 millions d'euros en 2015.

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
	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
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dettes actuarielles début de période	(7 197)	(3 394)	(530)	(11 120)	(7 580)	(3 393)	(564)	(11 537)
Coût des services rendus de la période	(234)	(50)	(45)	(329)	(267)	(64)	(46)	(376)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(208)	(84)	(11)	(303)	(196)	(70)	(9)	(276)
Cotisations versées	(14)	-	-	(14)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime	8	-	-	8	8	16	-	24
Variations de périmètre	(6)	(3)	-	(10)	2	(1)	-	1
Réductions / cessations de régimes	1	-	-	1	19	-	-	19
Evénements exceptionnels	-	-	-	-	(2)	(6)	-	(7)
Pertes et gains actuariels financiers	(825)	(261)	(15)	(1 102)	292	294	33	619
Pertes et gains actuariels démographiques	106	(51)	(2)	52	140	(280)	9	(131)
Prestations payées	434	113	46	594	373	109	48	530
Autres (dont écarts de conversion)	(8)	(1)	-	(8)	25	-	-	25
Dettes actuarielles fin de période	A (7 945)	(3 731)	(556)	(12 232)	(7 197)	(3 394)	(530)	(11 120)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 445	1	-	5 446	5 349	3	-	5 351
Produit d'intérêts des actifs de couverture	162	-	-	162	148	-	-	148
Pertes et gains actuariels financiers	361	-	-	361	40	-	-	40
Cotisations perçues	267	-	-	267	271	17	-	288
Variations de périmètre	1	-	-	1	(1)	-	-	(1)
Cessations de régimes	-	-	-	-	(15)	(1)	-	(17)
Prestations payées	(351)	-	-	(351)	(332)	(17)	-	(349)
Autres (dont écarts de conversion)	33	-	-	33	(14)	-	-	(14)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 919	1	-	5 920	5 445	1	-	5 446
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B (2 026)	(3 730)	(556)	(6 311)	(1 752)	(3 393)	(530)	(5 674)
Plafonnement d'actifs	(42)	-	-	(42)	(48)	-	-	(48)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 068)	(3 730)	(556)	(6 354)	(1 800)	(3 393)	(530)	(5 722)
TOTAL PASSIF	(2 136)	(3 731)	(556)	(6 422)	(1 862)	(3 393)	(530)	(5 785)
TOTAL ACTIF	68	-	-	68	62	-	-	62

(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.

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Juste valeur en début d'exercice	167	176
Produit d'intérêts des placements	3	3
Pertes et gains actuariels financiers	2	(11)
Rendement réel	5	(9)
Réductions/cessations de régime	-	-
Cotisations employeurs	15	16
Cotisations employés	-	1
Prestations payées	(14)	(17)
Autres	(43)	-
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	130	167

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2016 et 2015 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Coûts des services rendus de la période	329	376
Charge d'intérêts nette	141	128
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	17	(42)
Modifications de régimes	(8)	(24)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(1)	(2)
Événements exceptionnels	-	7
TOTAL	478	442
Dont comptabilisés en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	337	314
Dont comptabilisés en résultat financier	141	128

(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 au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées 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, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(6 593)	5 078	(42)	(1 557)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(804)	842	-	38
Plans non financés	(4 835)	-	-	(4 835)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	(12 232)	5 920	(42)	(6 354)
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)

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

En %	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actions	29	31
Obligations souveraines	17	16
Obligations privées	31	34
Actifs monétaires	10	8
Actifs immobiliers	4	4
Autres actifs	9	7
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2016.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 3,8% en 2016.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2016 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à 5% en fonds de pension.

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

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	60	25	1	12	2	100
Obligations souveraines	70	2	28	-	-	100
Obligations privées	79	14	2	4	1	100
Actifs monétaires	70	1	4	24	-	100
Actifs immobiliers	93	-	3	4	-	100
Autres actifs	61	8	19	6	6	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	
		2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Taux d'actualisation	Zone Euro	1,7%	2,5%	2,0%	2,6%	1,5%	2,2%	1,8%	2,3%
	Zone UK	2,7%	3,9%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone Euro	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%
	Zone UK	3,3%	3,1%	-	-	-	-	-	-

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 à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone Euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 15%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 15%.

19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,7%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	1	(1)
Effet sur les engagements de retraite	9	(8)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2017 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2017, des cotisations de l'ordre de 179 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 88 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 2016, le Groupe a comptabilisé une charge de 137 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (134 millions d'euros en 2015). 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.

<i>En millions d'euros</i>	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. VALEUR BRUTE				
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
Variations de périmètre	-	-	-	-
Acquisitions	1	998	97	1 095
Cessions	-	(11)	(203)	(215)
Écarts de conversion	6	(48)	101	60
Autres	24	(502)	569	91
AU 31 DÉCEMBRE 2016	1 040	2 593	9 208	12 841
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
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)
Variations de périmètre	-	-	-	-
Dotations aux amortissements	-	-	(534)	(534)
Pertes de valeur	(35)	(110)	(12)	(157)
Cessions	-	-	154	154
Écarts de conversion	(1)	61	(31)	30
Autres	(71)	419	(240)	108
AU 31 DÉCEMBRE 2016	(680)	(806)	(7 126)	(8 612)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2015	437	982	2 179	3 597
AU 31 DÉCEMBRE 2016	360	1 787	2 082	4 229

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2016 comprend principalement les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Touat en Algérie, de Jangkrik en Indonésie et de Cygnus au Royaume-Uni. La ligne «Cessions» correspond principalement à la cession d'un portefeuille de champs en production en Allemagne.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2015 comprenait notamment 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» correspondait pour l'essentiel à la cession d'un intérêt de 11,67% dans le champ de Jangkrik, en Indonésie.

Les pertes de valeur comptabilisées respectivement au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 sont décrites dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

20.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Valeur à l'ouverture	359	430
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	65	129
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(92)	(145)
Autres	(110)	(54)
VALEUR A LA CLÔTURE	222	359

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 2016 et 2015 s'élèvent respectivement à 940 millions d'euros et 1 027 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.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent des centrales électriques du secteur Amérique Latine (essentiellement ENGIE Energía Perú - Pérou) et des centrales de cogénération de ENGIE Cofely.

Les paiements minimaux futurs (actualisés et non actualisés) à effectuer au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{ère} année	158	153	102	99
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	539	493	292	259
Au-delà de la 5 ^{ème} année	32	22	275	253
TOTAL	728	668	669	611

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 :

En millions d'euros	Total	1 ^{ère} année	De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année	Au-delà de la 5 ^{ème} année
Dettes de location-financement	670	150	492	28
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	58	8	47	4
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	728	158	539	32

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).

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Paiements minimaux non actualisés	1 116	1 167
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	46	42
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 163	1 209
Produits financiers non acquis	166	172
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	997	1 037
dont valeur actualisée des paiements minimaux	962	1 007
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	35	30

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés dans la 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. 2016	31 déc. 2015
Au cours de la 1 ^{ère} année	115	108
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	450	444
Au-delà de la 5 ^{ème} année	552	616
TOTAL	1 116	1 167

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 2016 et 2015 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Loyers minimaux	(864)	(886)
Loyers conditionnels	(15)	(18)
Revenus de sous-location	-	76
Charges de sous-location	(29)	(27)
Autres charges locatives	(181)	(238)
TOTAL	(1 089)	(1 093)

Les paiements minimaux futurs actualisés à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Au cours de la 1 ^{ère} année	611	620
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	1 694	1 398
Au-delà de la 5 ^{ème} année	1 339	1 281
TOTAL	3 644	3 300

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 le secteur Afrique/Asie.

Les revenus locatifs, comptabilisés en chiffre d'affaires, des exercices 2016 et 2015 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Loyers minimaux	388	556
Loyers conditionnels	24	76
TOTAL	412	632

Les paiements minimaux futurs actualisés à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Au cours de la 1 ^{ère} année	335	403
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	264	694
Au-delà de la 5 ^{ème} année	-	27
TOTAL	598	1 125

NOTE 23 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2016	31 déc. 2015
Offres réservées aux salariés ⁽¹⁾	23.2	2	15
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	36	34
Plans d'autres sociétés du Groupe		22	1
TOTAL		60	50

(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 2016, comme en 2015, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock-options.

Au 31 décembre 2016, le dernier plan restant en vigueur correspond à un plan 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 ce plan 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 déc. 2015	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31 déc. 2016	Date d'expiration	Durée de vie restante
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	5 969 064	5 969 064	-	11/11/2016	-
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	4 808 015	32 586	4 775 429	09/11/2017	0,9
TOTAL					2 615 000	10 777 079	6 001 650	4 775 429		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2016.

Par ailleurs, le plan d'achat d'actions émis en 2008 est arrivé à échéance en 2016. Il en a résulté l'annulation de 6 millions d'options.

23.2 Offres réservées aux salariés

23.2.1 Link 2014

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital ENGIE réservée aux salariés en 2016.

Les seuls impacts sur le résultat 2016 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés résultent des *Share Appreciation Rights*, correspondant à la juste valeur des *warrants* couvrant la dette à l'égard des salariés dans le cadre de certaines souscriptions au plan LINK 2014. À ce titre, la charge de la période s'élève à 1 million d'euros.

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

23.3 Actions gratuites et actions de performance

23.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2016

Plan d'actions de performance ENGIE du 16 décembre 2016

Le Conseil d'Administration du 14 décembre 2016 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2020, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2020, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2021, 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 triple condition de performance :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2016 et janvier 2020 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2018 et 2019.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (32 950 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 2016.

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 2016	14 mars 2020	14 mars 2021	12,03	0,7	5,2%	0,42	oui	8,10
16 décembre 2016	14 mars 2020	14 mars 2020	12,03	0,7	5,2%	-	oui	8,52
16 décembre 2016	14 mars 2021	14 mars 2021	12,03	0,7	5,2%	-	oui	7,91
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2016								8,44

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. Il n'y a pas eu de réduction de volume opérée en 2016 au titre de la non atteinte de conditions de performance.

23.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2016 et impact sur le résultat de l'exercice

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

	Charge de la période	
	(En millions d'euros)	
	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Plans d'actions gratuites	5	17
Plans d'actions de performance	31	17
<i>Dont charge de la période</i>	31	28
<i>Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance</i>	-	(11)
TOTAL	36	34

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

Jusqu'au 10 janvier 2017, l'État détenait 32,76 % du capital d'ENGIE lui conférant 5 représentants sur 19 au Conseil d'Administration. À cette date, l'État a cédé 4,1% du capital d'ENGIE dans le cadre d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Au terme de ce placement, l'État détient désormais 28,65% du capital et 31,98% des droits de vote d'ENGIE.

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 régulés.

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 Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'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».

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 12 membres au 31 décembre 2016 contre 21 en 2015.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Avantages à court terme	18	26
Avantages postérieurs à l'emploi	6	5
Paielements fondés sur des actions	5	1
Indemnités de fin de contrat	11	-
TOTAL	40	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

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2016	Variation du BFR au 31 déc. 2015
Stocks	510	903
Clients et autres débiteurs	(740)	2 105
Fournisseurs et autres créanciers	703	(1 981)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	219	169
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	671	498
Autres	6	(530)
TOTAL	1 369	1 163

26.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Stocks de gaz naturel, nets	1 169	1 547
Stocks d'uranium	581	585
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	384	413
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 522	1 661
TOTAL	3 656	4 207

26.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (10 692 millions d'euros) et les autres actifs non courants (431 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales. Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 69 millions d'euros au 31 décembre 2016 (61 millions d'euros au 31 décembre 2015) vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires.

Les autres passifs courants (15 702 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 403 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 2016 s'élève à 1 133 millions d'euros contre 663 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

27.1 Amérique du Nord

27.1.1 Enquête de la FERC (PJM Interconnection)

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. Le 18 mars 2016, le Groupe a formellement répondu aux conclusions provisoires des services de la FERC en expliquant pourquoi le Groupe estime sa conduite irréprochable. Le 2 décembre 2016, la FERC a rendu publique une *notice of alleged violations*. Par décision du 1^{er} février 2017, la FERC a approuvé le *stipulation and consent agreement* du 29-30 novembre 2016 par lequel GSEMNA accepte, sans toutefois reconnaître quelque infraction que ce soit, de payer 81,8 millions de dollars américains en guise de transaction. Ceci met définitivement fin à toute poursuite.

27.2 Amérique Latine

27.2.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux franco-argentins de protection des investissements.

Le tribunal arbitral 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, et le 4 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. Ces deux sentences font l'objet d'un recours en nullité intenté par l'État argentin. Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company (devenue SUEZ) – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

27.3 Benelux

27.3.1 Contributions nucléaires

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 nucléaires de Doel 1 et 2 ainsi qu'aux contributions nucléaires pour la période 2015 à 2016. Cette convention prévoit également le gel et, à terme, l'extinction des différentes procédures à l'encontre des contributions nucléaires passées. Elle est entrée en vigueur suite à la promulgation de la loi du 25 décembre 2016 relative aux contributions nucléaires pour les unités de Doel 3 et 4 et Tihange 2 et 3.

27.3.2 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Certains de ces recours sont toujours pendants. Par ailleurs, des collectivités territoriales allemandes et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2 ; ces recours sont également pendants.

27.3.3 Swap de capacités nucléaires avec E.ON

Le 26 novembre 2014, E.ON, via sa filiale PreussenElektra GmbH a déposé une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale contre Electrabel. E.ON réclame (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, se montant approximativement à 100 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.ON se montant approximativement à 199 millions d'euros plus les intérêts.

Electrabel conteste ces réclamations et a notamment introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, se montant approximativement à 120 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire allemande payée par Electrabel, se montant approximativement à 189 millions d'euros plus les intérêts. Les plaidoiries ont eu lieu la semaine du 12 décembre 2016.

27.3.4 Taxe sur sites

L'Administration de l'énergie a réclamé à Electrabel pour les années 2006 à 2015 des prélèvements sur sites de production non-utilisés ou sous-utilisés. 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 et de la Cour d'appel de Bruxelles. L'État belge et Electrabel sont convenus de mettre fin à l'ensemble des litiges qui les ont opposés dans ce cadre. Cet accord prévoit de mettre fin aux procédures relatives aux taxations établies, compte tenu du caractère essentiellement factuel de ce qui oppose les parties, et une abrogation/modification législative pour prévenir des litiges futurs. La loi a été promulguée le 25 décembre 2016.

27.3.5 Réclamation fiscale au Pays-Bas

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 depuis 2000. Fin mars 2016, l'Administration fiscale a rejeté la réclamation introduite par ENGIE Energie Nederland Holding BV contre l'enrôlement au titre de l'exercice 2007. Le 5 mai 2016 un recours judiciaire a été introduit contre cette décision. Le montant total des impôts et intérêts de retard enrôlés au 31 décembre 2011 s'élève à 227 millions d'euros. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem.

27.4 France

27.4.1 La Compagnie du Vent

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE à Jean-Michel Germa, fondateur de La Compagnie du Vent (LCV) et SOPER, actionnaire minoritaire de LCV, dont le plus important est la procédure intentée par SOPER le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE à indemniser SOPER à hauteur d'environ 250 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007. Le litige est actuellement pendant devant le Tribunal de Commerce de Créteil ; les premières conclusions ont été échangées en juillet 2016. L'affaire sera en principe plaidée en mai-juin 2017.

27.4.2 Pratiques sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité

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'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014. ENGIE a formé un recours contre cette décision ; l'arrêt de la Cour d'Appel ayant pour l'essentiel confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence est devenu définitif. Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a notifié ses griefs le 20 juillet 2016, et ENGIE a répondu le 20 octobre 2016 ; la procédure se poursuit.

L'Autorité de la concurrence a 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. La procédure se poursuit.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Energie relative à de nouvelles allégations 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. Par décision du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a enjoint ENGIE, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, à exécuter certaines mesures conservatoires. Direct Energie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Energie de sa demande ; Direct Energie s'est pourvue en cassation. L'instruction se poursuit.

27.4.3 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros. Elle a partiellement mis en recouvrement l'impôt sur les sociétés en résultant à hauteur d'un montant de 89,6 millions d'euros en mai 2016. ENGIE s'est acquitté de cette somme et a déposé une réclamation contentieuse en août 2016.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001. Le Tribunal administratif de Cergy-Pontoise a adopté une position identique à celle de la Cour Administrative d'Appel pour les sommes réclamées par SUEZ (désormais ENGIE) au titre des exercices 2002/2003 et 2004. ENGIE a interjeté appel de cette décision.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a décidé, le 8 décembre 2016, de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France.

27.4.4 Tarifs réglementés du gaz naturel

Le 24 juin 2013, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit devant le Conseil d'État une requête en 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.

L'ANODE soutient en substance 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. La Cour de Justice de l'Union européenne a rendu son arrêt le 7 septembre 2016 ; il appartient maintenant au Conseil d'État de se prononcer sur le fond.

27.5 Europe (hors France et Benelux)

27.5.1 Espagne – Punica

Dans la cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), cinq collaborateurs de Cofely España 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 en cours.

27.5.2 Hongrie – Arbitrage CIRDI

ENGIE, GDF International et ENGIE International Holdings ont déposé le 4 avril 2016 une requête en arbitrage devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI). En substance, le Groupe reproche à la Hongrie de ne pas avoir respecté ses obligations sous le Traité sur la Charte de l'Énergie en prenant diverses mesures fiscales et de régulation allant à l'encontre du principe de traitement juste et équitable et de l'interdiction d'expropriation rampante, et demande réparation du dommage subi. Cette requête en arbitrage fait suite à une notification de différend du 25 février 2015. Un arbitrage devant le CIRDI prend habituellement deux à trois ans.

27.5.3 Italie – Maestrale

Le 5 décembre 2012, International Power Consolidated Holdings Ltd (IPCHL) a cédé à ERG Renew SpA (ERG) un certain nombre de filiales actives dans l'éolien en Sardaigne et en Sicile. Ces filiales avaient bénéficié, au début des années 2000 et avant leur appartenance au Groupe, de subsides octroyés sur base de la loi italienne n°488/1192. Courant 2007, le ministère public avait saisi les éoliennes, soupçonnant une fraude dans l'octroi des subsides. IPCHL a obtenu en 2010 la levée de ces saisies, moyennant une garantie de 31,6 millions d'euros en attente d'une décision sur le fond.

Le 4 novembre 2014, les autorités italiennes ont révoqué formellement les subsides en question, demandant à ERG leur remboursement immédiat, malgré le montant déjà donné en garantie par IPCHL.

Le 21 mars 2016, ERG a déposé une requête d'arbitrage contre IPCHL devant la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale, tendant à obtenir une garantie d'IPCHL sur les montants réclamés par les autorités italiennes. Une transaction mettant fin à la procédure d'arbitrage a été conclue le 19 décembre 2016.

27.5.4 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre 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% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre des dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016.

L'audience préliminaire devant mener à une décision de renvoi ou non au Tribunal de Savone pour traitement au fond ne débutera vraisemblablement pas avant l'automne 2017.

27.6 Infrastructures Europe

27.6.1 Accès aux infrastructures gazières

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 21 octobre 2009, le Groupe a soumis une proposition d'engagements 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 agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

27.6.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 2 juin 2016, a (i) rappelé que le risque des impayés correspondant à la part «acheminement» du contrat avec le client final devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de distribution et (iii) enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu au régulateur de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent.

Le 12 janvier 2017, la CRE a annoncé le lancement d'une consultation publique au 1^{er} trimestre 2017 sur les modalités de rémunération pour le gaz naturel et l'électricité des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseau de distribution auprès des clients en contrat unique. La CRE indique également qu'elle envisage de prendre position sur ces sujets au 2^{ème} trimestre 2017.

27.6.3 Fos Cavaou

Fosmax LNG, filiale d'Elengy, 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 STS.

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à Fosmax LNG, 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 tribunal arbitral a rendu sa sentence le 13 février 2015. Conformément aux termes de la sentence, Fosmax LNG a, le 30 avril 2015, versé à STS une indemnité nette (intérêts compris) de 70 millions d'euros hors taxe. Elle a par ailleurs introduit le 18 février 2015 un recours en annulation devant le Conseil d'État de la sentence, et le 18 août 2015 un recours en annulation de la sentence et un appel-nullité de l'ordonnance d'exequatur, devant la Cour d'Appel de Paris. Le Conseil

d'État a, par décision du 3 décembre 2015, renvoyé l'affaire devant le Tribunal des Conflits ; celui-ci a tranché le conflit de compétence par décision du 11 avril 2016, confirmant la compétence du Conseil d'État.

Par arrêt du 9 novembre 2016, le Conseil d'État a partiellement annulé la sentence arbitrale du 13 février 2015, considérant que Fosmax LNG pouvait mettre en régie les travaux et renvoie les parties sur ce point d'arbitrage. Fosmax LNG va adresser une mise en demeure à STS de lui rembourser la somme de 36 millions d'euros, correspondant à la partie de l'indemnité indûment payée ; en cas d'échec, Fosmax LNG envisage une nouvelle procédure d'arbitrage.

27.7 Autres

27.7.1 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Tant le Luxembourg qu'ENGIE contestent cette décision d'ouverture, dans l'attente de la décision finale de la Commission.

27.7.2 Royaume-Uni – Procédure d'aide d'État à Gibraltar

La Commission européenne a publié, le 7 octobre 2016, une décision d'ouverture de procédure d'aide d'État contre le Royaume-Uni relative au régime fiscal de Gibraltar. La décision vise le régime et la pratique des rescrits de Gibraltar et mentionne 165 rescrits dont l'obtention pourrait constituer une aide d'État. Un des rescrits a été obtenu par une filiale d'International Power Ltd en 2011 dans le cadre du démantèlement d'une structure localisée à Gibraltar. ENGIE a contesté cette décision le 25 novembre 2016, dans l'attente de la décision finale de la Commission.

NOTE 28 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Protocole d'accord portant sur l'acquisition de 100% d'Elengy par GRTgaz

Le 16 janvier 2017, le Groupe, la Société d'Infrastructure Gazières («SIG», détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations) et GRTgaz ont signé un protocole d'accord préliminaire pour poursuivre les discussions visant à permettre, à terme, l'acquisition de 100% d'Elengy (filiale détenue à 100% par le Groupe, opérant en France des terminaux de gaz naturel liquéfié) par GRTgaz (gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 74,7% par le Groupe et à 24,9% par SIG).

La transaction, qui préserverait la structure actuelle de l'actionnariat de GRTgaz, devrait conduire SIG à souscrire à une augmentation de capital de GRTgaz à hauteur de son pourcentage de détention (soit environ 200 millions d'euros), ce qui se traduirait par une diminution d'autant de la dette nette du Groupe.

Cession du portefeuille de centrales thermiques merchant aux États-Unis

Le 7 février 2017, le Groupe a finalisé la cession de son portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (cf. Note 4.1.1). Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 3 294 millions de dollars américains (soit 3 085 millions d'euros) correspondant au prix de cession de ce portefeuille de centrales.

À la date d'arrêté des comptes, le résultat de cession est estimé à 557 millions d'euros, dont 525 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net). Cette transaction se traduit également par une diminution de l'endettement net du Groupe estimée à 3 080 millions d'euros.

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 d'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	31 déc. 2016			
	EY		Deloitte	
	Montant	%	Montant	%
Audit				
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés	9,5	85,0%	12,7	77,7%
• ENGIE SA	2,5	22,1%	2,3	14,4%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	7,0	63,0%	10,4	63,4%
Services Autres que la Certification des comptes	1,7	15,0%	3,6	22,3%
• ENGIE SA	0,7	6,5%	0,5	3,2%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	1,0	8,5%	3,1	19,1%
<i>Dont missions relatives à des obligations réglementaires</i>	<i>0,1</i>	<i>0,9%</i>	<i>0,2</i>	<i>1,2%</i>
<i>Dont autres missions d'audit</i>	<i>0,8</i>	<i>7,4%</i>	<i>2,2</i>	<i>13,0%</i>
<i>Dont missions fiscales</i>	<i>0,7</i>	<i>6,1%</i>	<i>1,0</i>	<i>5,8%</i>
TOTAL	11,2	100%	16,3	100%

NOTE 30 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités des secteurs Benelux, GEM & GNL 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, IPM Energy Services BV, IPM Eagle Victoria BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.



Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél : +33 (1) 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com

