



RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2016



Profil d'ENGIE

ENGIE inscrit la croissance responsable au coeur de ses métiers (électricité, gaz naturel, services à l'énergie) pour relever les grands enjeux de la transition énergétique vers une économie sobre en carbone : l'accès à une énergie durable, l'atténuation et l'adaptation au changement climatique et l'utilisation raisonnée des ressources.

Le Groupe développe des solutions performantes et innovantes pour les particuliers, les villes et les entreprises.

ENGIE compte 154 950 collaborateurs dans le monde pour un chiffre d'affaires en 2015 de 69,9 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices internationaux : CAC 40, BEL 20, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe, DJSI World, DJSI Europe et Euronext Vigeo (Eurozone 120, Europe 120 et France 20).

Chiffres clés au 31 décembre 2015

154 950 collaborateurs dans le monde

- dont **57 750** dans l'électricité et le gaz naturel,
- et **97 200** dans les services à l'énergie.

69,9 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2015.

Des activités dans **70** pays.

22 milliards d'euros d'investissements sur la période 2016-2018.

1 000 chercheurs et experts dans **11** centres de R&D.

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2016	7
2	PERSPECTIVES	9
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS	10
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE	13
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	20
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	21
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	24
8	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	25
9	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS ...	25

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	28
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	29
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	30
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	32
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE	34

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES	37
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	40
Note 3	INFORMATION SECTORIELLE	43
Note 4	COMPTE DE RÉSULTAT	51
Note 5	GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS	55
Note 6	INSTRUMENTS FINANCIERS	59
Note 7	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	62
Note 8	PROVISIONS	65
Note 9	LITIGES ET CONCURRENCE	67
Note 10	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	70
Note 11	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	70

**04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT
FINANCIER SEMESTRIEL73**

**05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR
L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE77**

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2016	7
2	PERSPECTIVES	9
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS	10
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE	13
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	20
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	21
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	24
8	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	25
9	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS...	25

1 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2016

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 du premier semestre 2016, des résultats solides, bénéficiant d'ores et déjà des effets positifs du programme de performance *Lean 2018*.

Le **chiffre d'affaires** de 33,5 milliards d'euros est en décroissance brute de -13,0% par rapport au premier semestre 2015 et en décroissance organique de -11,9%. Au-delà d'un effet de change défavorable notamment sur le réal brésilien et la livre sterling, 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.

L'**EBITDA**⁽¹⁾ s'élève à 5,7 milliards d'euros, en recul de -7,8% en brut et en décroissance organique de -4,1%. L'EBITDA en 2016 bénéficie de l'impact très positif du redémarrage en Belgique des centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 1 en décembre dernier, des premiers effets du programme de performance *Lean 2018* ainsi que de l'impact des mises en service d'actifs. Néanmoins, ces éléments n'ont qu'en partie compensé la poursuite de la baisse des prix des commodités ainsi que l'effet de change défavorable lié notamment au réal brésilien et à la couronne norvégienne.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -3,5% et en croissance organique de +1,9% pour atteindre 3,5 milliards d'euros. L'impact de la décroissance organique de l'EBITDA est notamment compensé 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 Etats-Unis en 2015.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,2 milliard d'euros au 30 juin 2016, en hausse de 0,1 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2015. Il intègre les effets favorables liés à la cession partielle de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili et bénéficie de l'évolution positive de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente d'électricité et de gaz, de l'amélioration du résultat financier et de moindres pertes de valeur que l'an passé.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**⁽²⁾, à 1,5 milliard d'euros, est en diminution de 0,1 milliard d'euros par rapport au premier semestre 2015. Le recul du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est en partie compensé par l'amélioration du résultat financier récurrent. L'impôt récurrent reste stable ; les reprises en 2015 de provisions fiscales sont en effet compensées par la réduction de la contribution nucléaire.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 4,5 milliards d'euros, en baisse de 1,5 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2015. Cette dégradation s'explique par une diminution de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) en lien avec l'évolution de l'EBITDA et par l'évolution défavorable de la variation du besoin en fond de roulement (BFR) par rapport au premier semestre 2015. Celle-ci était portée au premier semestre 2015 par le retournement partiel des appels de marge qui avaient été décaissés au deuxième semestre 2014 avec la forte baisse des prix du pétrole.

(1) Les données au 30 juin 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 30 juin 2015 ont été retraitées afin de s'aligner sur cette nouvelle définition. L'EBITDA publié dans les comptes au 30 juin 2015 s'élevait à 6 122 millions d'euros (cf. Note 3 « Information sectorielle » des notes aux comptes consolidés condensés semestriels).

(2) Suite à la convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge, ENGIE et Electrabel, la charge relative à la contribution nucléaire est désormais classée au sein du résultat récurrent (cf. Note 4.4 des notes aux comptes consolidés condensés semestriels). Les données comparatives 2015 ont été retraitées.

La **dette nette** s'établit à 26,0 milliards d'euros à fin juin 2016 et diminue de 1,7 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2015. Cette amélioration s'explique principalement par la MBAO sur le semestre (5,5 milliards d'euros), les premiers effets du programme de rotation de portefeuille (1,8 milliard d'euros avec notamment la cession du portefeuille d'actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis, le classement des actifs de production thermique d'électricité en Inde en actifs détenus en vue de la vente et la mise en place d'un partenariat dans le projet TEN entraînant la cession de 50% de cette participation au Chili) et un effet change favorable (0,3 milliard d'euros). Ces éléments ne sont que partiellement compensés par (i) les investissements sur la période (3,1 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,2 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,2 milliard d'euros), (iii) les décaissements liés aux impôts (0,8 milliard d'euros) et aux intérêts sur la dette nette (0,4 milliard d'euros).

2 PERSPECTIVES

Le Groupe confirme ses objectifs financiers⁽¹⁾ 2016 :

- un **résultat net récurrent part du Groupe** compris entre 2,4 et 2,7 milliards d'euros. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 10,8 à 11,4 milliards d'euros⁽²⁾ ;
- un **ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à 2,5x et le maintien d'une notation de catégorie «A» ;
- un **dividende** de €1/action au titre de 2016, payable en numéraire⁽³⁾.

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

(2) Hors impact significatif de cessions et absence de changement dans le traitement comptable de la contribution nucléaire en Belgique.

(3) Le Conseil d'Administration a décidé le paiement d'un acompte sur dividende de €0,50/action au titre de 2016, qui sera versé le 14 octobre 2016.

3 ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	33 504	38 520	-13,0%	-11,9%
EBITDA	5 651	6 131	-7,8%	-4,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 163)	(2 517)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 487	3 614	-3,5%	+1,9%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 30 juin 2016 s'établit à 33,5 milliards d'euros, en baisse de -13,0% par rapport au 30 juin 2015. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -11,9%.

Les effets de périmètre ont un impact net positif de 44 millions d'euros, provenant essentiellement (i) des acquisitions réalisées au second semestre 2015, de sociétés de services opérant en Belgique (22 millions d'euros), en France (44 millions d'euros), au Chili (19 millions d'euros), en Australie et en Nouvelle-Zélande (77 millions d'euros) et de Solairedirect (18 millions d'euros), (ii) ainsi que des acquisitions réalisées au premier semestre 2016, notamment l'acquisition d'OpTerra Energy Services aux États-Unis (84 millions d'euros). Ces effets sont partiellement compensés par la cession ou la déconsolidation d'activités qui ont eu lieu en 2015 ou en 2016, comme la cession des activités de commercialisation en Hongrie au second semestre 2015 (-192 millions d'euros) et la cession le 1^{er} juin 2016 des actifs de production hydroélectriques *merchant* exposés à l'évolution du prix des commodités aux États-Unis (-13 millions d'euros).

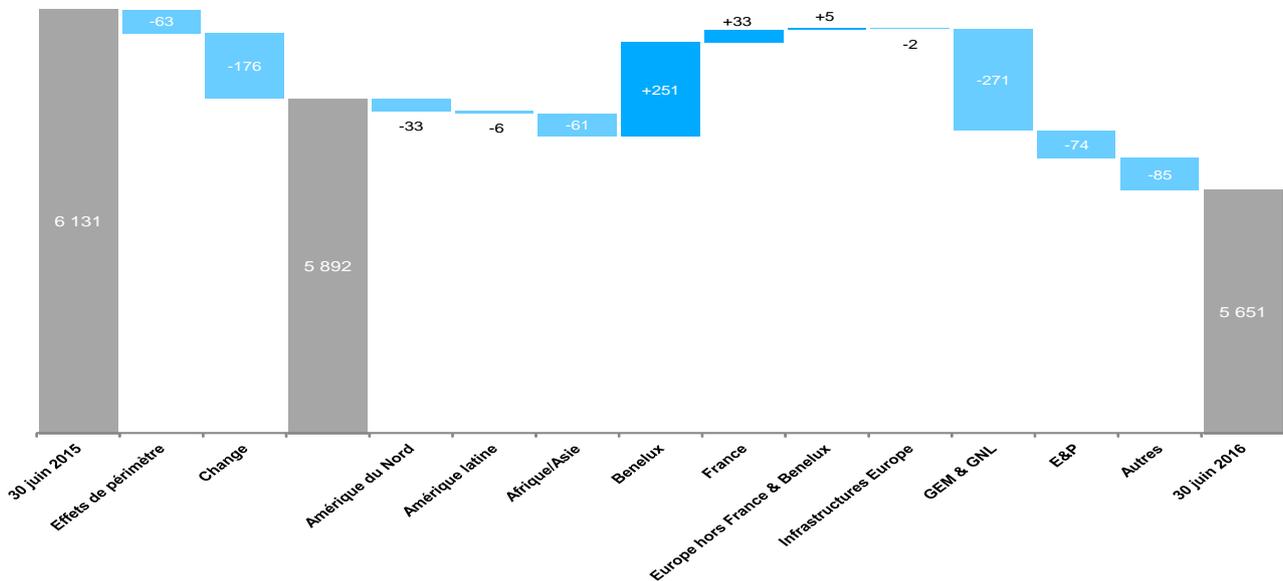
Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de -572 millions d'euros et reflètent principalement l'appréciation de l'euro vis-à-vis du réal brésilien, de la livre sterling, de la couronne norvégienne, du baht thaïlandais et du dollar australien.

L'évolution organique du chiffre d'affaires est fortement impactée par la baisse des prix des commodités dans les activités de commercialisation et de *midstream* gaz et de production d'électricité *merchant*. 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 légère croissance dans les secteurs Infrastructures Europe et Benelux, (ii) en léger recul dans les secteurs Europe hors France & Benelux, Amérique Latine, Amérique du Nord et Autres, et (iii) en recul significatif dans le secteur GEM & GNL ainsi que dans les secteurs France, Afrique/Asie et E&P.

L'**EBITDA** diminue de -7,8% pour s'établir à 5,7 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en décroissance de -4,1%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact négatif de -63 millions d'euros et proviennent principalement des mêmes opérations de cessions que celles citées pour le chiffre d'affaires, auxquelles s'ajoute l'absence de contribution de certaines entités mises en équivalence incluses dans le portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis classé comme actifs destinés à être cédés. Les impacts de change s'élèvent à -176 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis du réal brésilien et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -242 millions d'euros (-4,1%). Celle-ci bénéficie de l'impact positif (i) du redémarrage en décembre 2015 des centrales nucléaires belges Doel 3, Tihange 2 et Doel 1, (ii) des premiers effets du programme de performance *Lean 2018* et (iii) 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 les effets prix négatifs principalement dans les activités *midstream* gaz et GNL et dans une moindre mesure au sein des activités d'exploration-production et de production d'électricité.

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

- en Amérique du Nord, Amérique latine et Afrique/Asie, l'EBITDA est en baisse en raison d'effets prix défavorables (notamment en Amérique du Nord et au Brésil), d'effets positifs non récurrents en 2015 et de la moindre disponibilité des actifs charbon en Australie. Ces effets sont en partie compensés par la bonne tenue de nos activités au Pérou avec l'accroissement des volumes produits et la mise en service de la centrale de production hydraulique d'électricité Quitaraca, au Mexique avec la mise en service de l'extension du réseau de gaz de Mayakan et en Afrique du Sud où les centrales de West Coast 1 et Dedisa ont été mises en service ;
- 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, et dans une moindre mesure, à l'accroissement des marges de commercialisation qui permet de compenser les difficultés dans les activités de services, notamment dans le secteur *Oil & Gas* ;
- dans le secteur France, l'EBITDA est en amélioration du fait de la progression de l'activité de production d'électricité renouvelable, de la hausse des volumes vendus dans les activités de ventes d'électricité et de la légère progression des marges dans les activités de services. Ces hausses combinées à l'impact du plan de performance *Lean 2018* sont en partie compensées par l'érosion des parts de marchés sur la fourniture de gaz aux professionnels ;

- la légère croissance du secteur Europe hors France & Benelux est portée par l'amélioration de la performance des activités de services et de commercialisation. 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 stable ;
- le secteur GEM & GNL affiche une baisse de l'EBITDA due à l'impact positif en 2015 d'une révision des conditions d'approvisionnement en gaz et à la forte baisse des marges d'achat-vente de GNL, avec notamment 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, en partie compensée par le léger accroissement de la production (30,0 Mbep versus 29,0 Mbep) ;
- le secteur Autres est en décroissance organique, du fait notamment d'éléments non récurrents positifs comptabilisés en 2015 et de la légère contraction des activités d'ingénierie, partiellement compensés par l'amélioration de la performance 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 3,5 milliards d'euros, en croissance organique de +1,9% par rapport au premier semestre 2015. Au-delà des évolutions déjà commentées au niveau de l'EBITDA, s'ajoute en effet 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	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 740	1 752	-0,7%	-4,5%
EBITDA	216	286	-24,6%	-13,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(32)	(154)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	184	132	+39,3%	+84,1%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 1 740 millions d'euros, en baisse brute de -0,7% et en repli organique de -4,5% en raison du recul des prix et des volumes de production. La variation brute tient également compte de l'impact positif de l'acquisition d'OpTerra Energy Services en février 2016 et de Green Charge Networks en avril 2016 et de l'impact de la cession des actifs hydroélectriques *merchant* en juin 2016.

Les ventes d'électricité atteignent 30,4 TWh, en baisse de -1,8 TWh du fait de la contraction des volumes produits aux États-Unis, principalement causée par la diminution des prix des commodités, mais également affectée par la cession citée précédemment. Les volumes de ventes aux clients finaux aux États-Unis sont en hausse, compensant en partie la réduction des volumes de production.

L'**EBITDA** atteint 216 millions d'euros, en variation brute de -24,6% et en variation organique de -13,1%. Cette baisse s'explique principalement par des marges plus faibles dans les activités de production et de commercialisation aux États-Unis. L'activité de commercialisation est en effet affectée par les dépenses engagées pour le développement sur le marché résidentiel américain. L'arrêt de la comptabilisation du résultat des entreprises mises en équivalence dans les actifs destinés à être cédés ainsi que la cession des actifs hydroélectriques *merchant* ont fortement impacté la croissance brute.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** atteint 184 millions d'euros, en hausse brute de +39,3% et en croissance organique de +84,1%. Il bénéficie 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	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 962	2 220	-11,6%	-0,7%
EBITDA	725	829	-12,5%	-0,8%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(191)	(199)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	534	631	-15,3%	-3,0%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine, fortement impacté par la dépréciation du réal brésilien, est en baisse brute de -11,6% à 1 962 millions d'euros, et en diminution organique de -0,7%.

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 élevés dont avait bénéficié le premier semestre 2015. Le Pérou connaît une évolution positive du fait de volumes accrus notamment liés à la mise en service de la centrale de production hydraulique d'électricité

Quitarasca, tandis que le Mexique bénéficie de la mise en service de l'extension du gazoduc de Mayakan en avril 2015. Au Chili, le recul du prix des commodités affecte les prix de ventes.

Les ventes d'électricité sont en diminution de -1,4 TWh et s'élèvent à 29,2 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en augmentation de +1,6 TWh et s'établissent à 13,4 TWh.

Fortement impacté par la dépréciation du réal brésilien, l'**EBITDA** atteint 725 millions d'euros, enregistrant une diminution brute de -12,5% par rapport à 2015 et organique de -0,8%. La baisse organique s'explique par des marges plus faibles au Brésil et au Chili, partiellement compensées par une meilleure performance au Pérou et au Mexique.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 534 millions d'euros, en variation organique de -3,0% principalement du fait de la diminution de l'EBITDA.

4.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 896	2 174	-12,8%	-12,9%
EBITDA	584	665	-12,2%	-9,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(100)	(153)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	484	511	-5,4%	-2,9%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 1 896 millions d'euros, en baisse brute de -12,8% et en repli organique de -12,9%. L'effet négatif du taux de change, principalement dû à l'appréciation de l'euro face au baht thaïlandais et au dollar australien, est compensé par l'effet de périmètre des activités de services acquises fin 2015 en Australie. Le recul organique s'explique à la fois par la baisse des volumes produits, la diminution des prix de vente en Australie et la répercussion de la baisse des coûts d'achat du gaz sur les prix de vente de l'électricité en Thaïlande et en Turquie.

Les ventes d'électricité s'établissent à 25,6 TWh, en diminution de -1,9 TWh, en raison d'une réduction des volumes produits en Australie et en Thaïlande. Les ventes de gaz naturel progressent de +0,3 TWh et s'élèvent à 14,5 TWh.

L'**EBITDA** atteint 584 millions d'euros, en baisse brute de -12,2% et en diminution organique de -9,4%, principalement du fait de la disponibilité plus faible des actifs charbon en Australie, d'une réduction des marges à Singapour et en Inde et d'effets positifs non récurrents en 2015 au Moyen-Orient. L'EBITDA bénéficie cependant des mises en services en 2015 d'actifs de production d'électricité en Afrique du Sud.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 484 millions d'euros, en variation organique de -2,9% pour les mêmes raisons que celles données pour l'EBITDA. Il est cependant favorablement impacté par la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015.

4.4 Benelux

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 665	4 633	+0,7%	+0,3%
EBITDA	488	235	+107,4%	+106,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(186)	(191)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	302	45	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 4 665 millions d'euros, en hausse de +0,7% en brut et en hausse de +0,3% en organique par rapport au premier semestre 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 l'incidence de la baisse des prix de vente (sans impact sur les marges) sur les revenus de nos activités de commercialisation de gaz et d'électricité, 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 (+5,0 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% à fin juin. Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont en légère hausse (+0,6 TWh).

Les ventes de gaz naturel sont stables au Benelux à 28,0 TWh. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers reste stable, à 42% à fin juin.

L'**EBITDA** s'établit à 488 millions d'euros, en très forte hausse de +107,4% en brut, du fait principalement du redémarrage des trois centrales nucléaires en fin d'année dernière et de l'amélioration des marges dans les activités de commercialisation de gaz.

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	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	10 769	11 206	-3,9%	-4,1%
EBITDA	938	915	+2,5%	+3,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(297)	(266)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	641	650	-1,3%	+1,3%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %
Ventes de gaz	89,9	96,3	-6,7%
Ventes d'électricité	29,9	26,4	+13,1%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	3,3	3,0	0,3

A fin juin 2016, le **chiffre d'affaires** contributif du secteur France s'établit à 10 769 millions d'euros, en baisse de -3,9% en brut et de -4,1% en organique du fait d'un effet prix négatif sur les ventes de gaz sur le segment des particuliers (sans impact sur les marges) et dans une moindre mesure de la baisse des activités de services BtoB.

Les ventes de gaz naturel reculent de -6,5 TWh dont +0,2 TWh liés à l'effet climat et -6,7 TWh à la suite des pertes de clients liées à la pression concurrentielle. ENGIE dispose d'une part de marché d'environ 76% sur le marché des particuliers et d'environ 28% sur le marché d'affaires. Les ventes d'électricité augmentent de +8,3 TWh par rapport au premier semestre 2015 et poursuivent leur développement aussi bien pour les ventes aux clients finaux (+1,3 TWh) que pour les ventes sur le segment des professionnels (+6,3 TWh) et les ventes d'électricité renouvelable (+0,7 TWh).

L'**EBITDA** s'établit à 938 millions d'euros, en croissance organique de +3,7%, s'expliquant notamment par la bonne performance de l'activité renouvelable, par la hausse des volumes vendus dans les activités de ventes d'électricité aux clients particuliers et professionnels et par l'amélioration de la rentabilité des activités de services. 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 641 millions d'euros, en hausse organique de +1,3%, en lien avec la croissance organique de l'EBITDA légèrement atténuée par une augmentation des dotations aux amortissements.

4.6 Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 210	4 532	-7,1%	-0,8%
EBITDA	347	355	-2,4%	+1,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(90)	(101)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	257	254	+1,1%	+5,8%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 4 210 millions d'euros, en diminution brute de -7,1%, 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 2015. La baisse organique de -0,8% s'explique principalement par des conditions météorologiques défavorables en Italie (affectant aussi bien les activités Services et Réseaux que les activités de commercialisation) et par des tarifs de distribution du gaz plus faibles en Roumanie.

Les ventes d'électricité sont en légère hausse de +0,5 TWh pour atteindre 14,7 TWh. Les ventes de gaz sont en baisse de -7,7 TWh et s'établissent à 37,1 TWh, principalement en raison de la cession des activités de commercialisation en Hongrie.

L'**EBITDA** atteint 347 millions d'euros, enregistrant une hausse organique de +1,6%. Cette évolution s'explique principalement par l'amélioration de la performance des activités de commercialisation d'énergie en Italie (malgré l'impact météorologique négatif) et au Royaume-Uni, ainsi que des activités de service en Allemagne et au Royaume-Uni ; 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 257 millions d'euros, en variation organique de +5,8% en lien avec l'évolution positive de l'EBITDA.

4.7 Infrastructures Europe

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 671	1 609	+3,8%	+3,9%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	3 516	3 551	-1,0%	
EBITDA	1 866	1 868	-0,1%	-0,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(679)	(653)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 187	1 215	-2,3%	-2,3%

Le **chiffre d'affaires** total du secteur Infrastructures Europe, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 3 516 millions d'euros, en légère baisse de -1,0% par rapport à 2015, du fait :

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

Et ce malgré :

- la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+3,9% au 1^{er} juillet 2015) et 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 ;
- la légère hausse des quantités acheminées par GRDF en raison de températures légèrement plus froides au premier semestre 2016 qu'en 2015 (-1,2 TWh⁽¹⁾).

Le chiffre d'affaires contributif atteint 1 671 millions d'euros en progression de +3,8% par rapport au premier semestre 2015. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 1 866 millions d'euros, stable par rapport à l'année précédente.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 1 187 millions d'euros, en baisse de -2,3% par rapport au premier semestre 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	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 046	7 581	-46,6%	-46,5%
EBITDA	(39)	233	-116,9%	-118,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(46)	(41)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(85)	192	-144,2%	-147,0%

Le **chiffre d'affaires** contributif du secteur GEM & GNL au 30 juin 2016 s'élève à 4 046 millions d'euros, globalement en baisse de -46,6% par rapport à fin juin 2015. Cette évolution s'explique principalement par la chute du prix des commodités (pétrole et gaz) par rapport à l'an passé et par une baisse des volumes vendus de gaz.

(1) -5 TWh de température froide en 2015 et -6,2 TWh de température froide en 2016 soit +8 millions d'euros valorisés à 7 €/MWh.

Les ventes externes de GNL sont stables, en dépit de l'arrêt des fournitures en provenance du Yémen depuis avril 2015. Celles-ci s'élèvent à 41,5 TWh, soit 56 cargaisons à fin juin 2016 contre 41,0 TWh, 52 cargaisons à fin juin 2015, mais subissent l'impact défavorable de la poursuite de la baisse des prix de vente en Europe et en Asie.

L'**EBITDA** s'établit à -39 millions d'euros, en baisse par rapport à fin juin 2015, du fait principalement d'un produit lié à la révision des conditions d'approvisionnement en gaz survenue en 2015, et de la forte baisse des marges d'achat-vente de GNL, avec notamment l'arrêt des livraisons en provenance du Yémen depuis avril 2015.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à -85 millions d'euros à fin juin 2016, en décroissance brute de -144,2% et en décroissance organique de -147,0%, en lien avec l'EBITDA.

4.9 E&P

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	930	1 119	-16,9%	-12,8%
EBITDA	618	732	-15,6%	-10,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(305)	(493)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	313	239	+31,2%	+41,1%

Le **chiffre d'affaires** du secteur E&P s'élève à 930 millions d'euros au 30 juin 2016, en baisse de -16,9% en brut et -12,8% en organique. Ce recul s'explique principalement par l'impact de la chute des prix du gaz et du pétrole l'an passé. Cet effet prix défavorable est en partie compensé par la hausse de la production totale d'hydrocarbures de +1 Mbep (30,0 Mbep à fin juin 2016 versus 29,0 Mbep à fin juin 2015) sur la période grâce, en particulier, à la bonne performance des actifs en Norvège et aux Pays-Bas. Les écarts de taux de change expliquent le reste de la variation brute.

L'**EBITDA** s'élève à 618 millions d'euros, en baisse de -15,6% en variation brute et -10,7% en variation organique. Cette variation est en ligne avec celle du chiffre d'affaires et reflète également la 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 313 millions d'euros à fin juin 2016, en croissance brute de +31,2% et en croissance organique de +41,1%, la baisse de l'EBITDA étant plus que 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	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 615	1 695	-4,7%	-3,5%
EBITDA	(92)	13	NA	NA
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(238)	(266)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(330)	(254)	-29,9%	-22,3%

Le **chiffre d'affaires** contributif du secteur Autres est porté par les activités de production d'électricité thermique en Europe et les activités d'ingénierie de Tractebel et de GTT. Il s'établit à 1 615 millions d'euros, en diminution brute de -4,7% et organique de -3,5%. Au-delà de l'effet de change négatif de la livre sterling, cette baisse est principalement due

à la baisse des prix de vente de l'électricité produite et à la fermeture des centrales de Rugeley (1 GW en charbon) début juin 2016 et de Gelderland (0,6 GW en charbon) fin 2015.

Les ventes d'électricité de 11,6 TWh sont en baisse de 0,7 TWh, du fait notamment de la fermeture des centrales à charbon citées précédemment.

L'**EBITDA** s'élève à -92 millions d'euros, en décroissance brute et organique par rapport à fin juin 2015, du fait d'éléments non récurrents positifs en 2015 et de la légère contraction des activités d'ingénierie de Tractebel, et ce malgré une meilleure performance des activités thermiques de production d'électricité.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -330 millions d'euros, en baisse de -29,9%, en lien avec celle de l'EBITDA.

5 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	30 juin 2015	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3 487	3 614	-3.5%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	516	401	
Pertes de valeur	(541)	(740)	
Restructurations	(133)	(70)	
Effets de périmètre	196	(1)	
Autres éléments non récurrents	(143)	11	
Résultat des activités opérationnelles	3 382	3 214	+5.2%
Résultat financier	(697)	(889)	
Impôts sur les bénéfices	(1 088)	(990)	
RÉSULTAT NET	1 597	1 336	+19.6%
dont Résultat net part du Groupe	1 237	1 111	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	360	224	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 3 382 millions d'euros contre 3 214 millions d'euros au 30 juin 2015. Cette évolution s'explique essentiellement par (i) l'impact positif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (ii) de moindres pertes de valeur comptabilisées par rapport au premier semestre 2015, (iii) partiellement compensés par la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact positif de +516 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact positif de +401 millions d'euros au 30 juin 2015. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement positifs sur ces positions, et par des effets nets positifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2015 ;
- des pertes de valeur sur *goodwills* et actifs corporels, incorporels et financiers de -541 millions d'euros (contre -740 millions d'euros au 30 juin 2015). 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 valeur sur le résultat net part du Groupe s'élève à -477 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 4.1.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés condensés semestriels ;
- des charges de restructuration de -133 millions d'euros, contre -70 millions d'euros au 30 juin 2015 ;
- 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 +196 millions d'euros, comprenant la plus-value de cession et le gain de réévaluation pour un total de 210 millions d'euros enregistrée lors de la cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili ;
- des divers «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -143 millions d'euros (contre +11 millions d'euros au 30 juin 2015).

L'amélioration du résultat financier (-697 millions d'euros au 30 juin 2016 contre -889 millions d'euros au 30 juin 2015) résulte de la baisse du coût de la dette brute ainsi que de moindres charges non récurrentes par rapport au 30 juin 2015.

La charge d'impôt au 30 juin 2016 s'établit à -1 088 millions d'euros (contre -990 millions d'euros au 30 juin 2015). Le taux effectif d'impôt s'élève à 44,9% au 30 juin 2016 contre 47,9% au 30 juin 2015. La diminution du taux effectif d'impôt provient essentiellement de la baisse des pertes non fiscalisées de certaines entités du Groupe notamment en Belgique et au Royaume-Uni et de la baisse de la contribution nucléaire mise à la charge d'Electrabel SA. Ces éléments sont partiellement compensés par le caractère ponctuel des reprises de provisions pour litiges fiscaux intervenus en 2015 en Australie et au Royaume-Uni. Une fois retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 37,8%, en léger retrait par rapport au taux effectif récurrent à fin juin 2015 (38,3%).

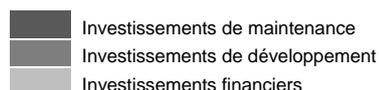
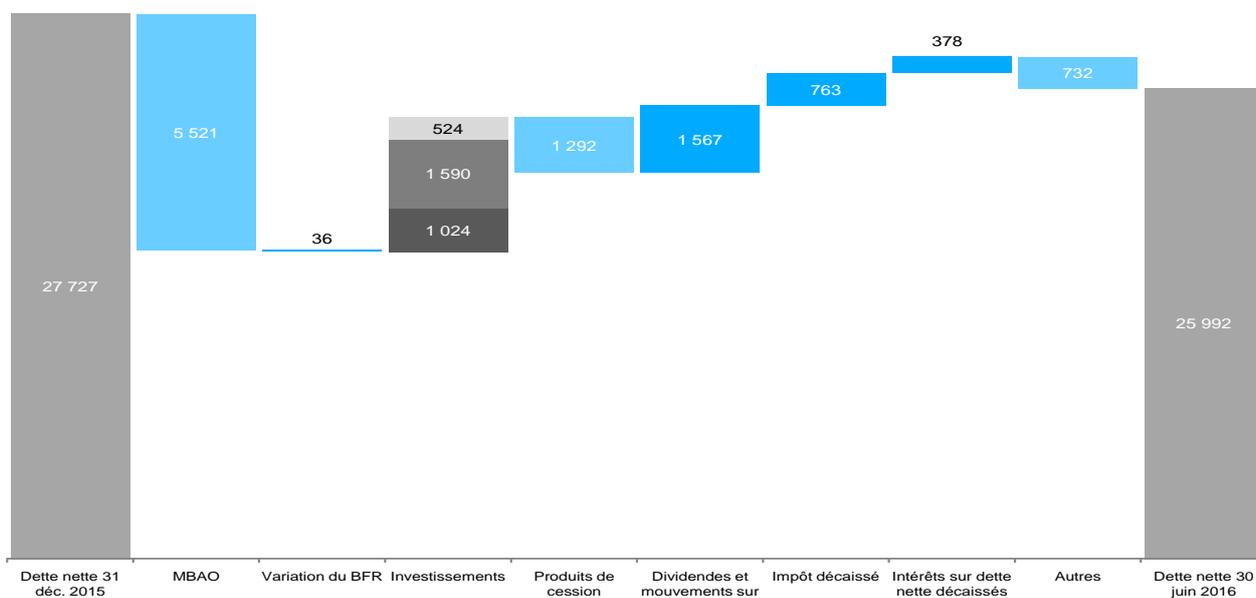
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à +360 millions d'euros, en hausse par rapport au 30 juin 2015, principalement en raison de l'impact de la plus-value de cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) via notre filiale ENGIE ENERGIA CHILE détenue à 53%, ainsi que de l'amélioration des résultats de nos activités dans l'exploration-production, détenues à 70%.

6 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La dette nette s'établit à 26,0 milliards d'euros à fin juin 2016 et diminue de 1,7 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2015. Cette amélioration s'explique principalement par la MBO sur le semestre (5,5 milliards d'euros), les premiers effets du programme de rotation de portefeuille (1,8 milliard d'euros avec notamment la cession du portefeuille d'actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis, le classement des actifs de production thermique d'électricité en Inde en actifs détenus en vue de la vente et la mise en place d'un partenariat dans le projet TEN entraînant la cession de 50% de cette participation au Chili) et un effet change favorable (0,3 milliard d'euros). Ces éléments ne sont que partiellement compensés par, (i) les investissements sur la période (3,1 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,2 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,2 milliard d'euros), (iii) les décaissements liés aux impôts (0,8 milliard d'euros) et aux intérêts sur la dette nette (0,4 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 30 juin 2016 à 2,41 :

En millions d'euros	30 juin 2016	31 déc. 2015
Endettement financier net	25 992	27 727
EBITDA (sur 12 mois glissants)	10 793	11 274
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,41	2,46

6.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 5 521 millions d'euros au 30 juin 2016, en baisse de 380 millions d'euros par rapport au 30 juin 2015.

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

6.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) est neutre malgré l'évolution du prix des commodités (brent) sur les appels de marge.

6.3 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 3 138 millions d'euros et comprennent :

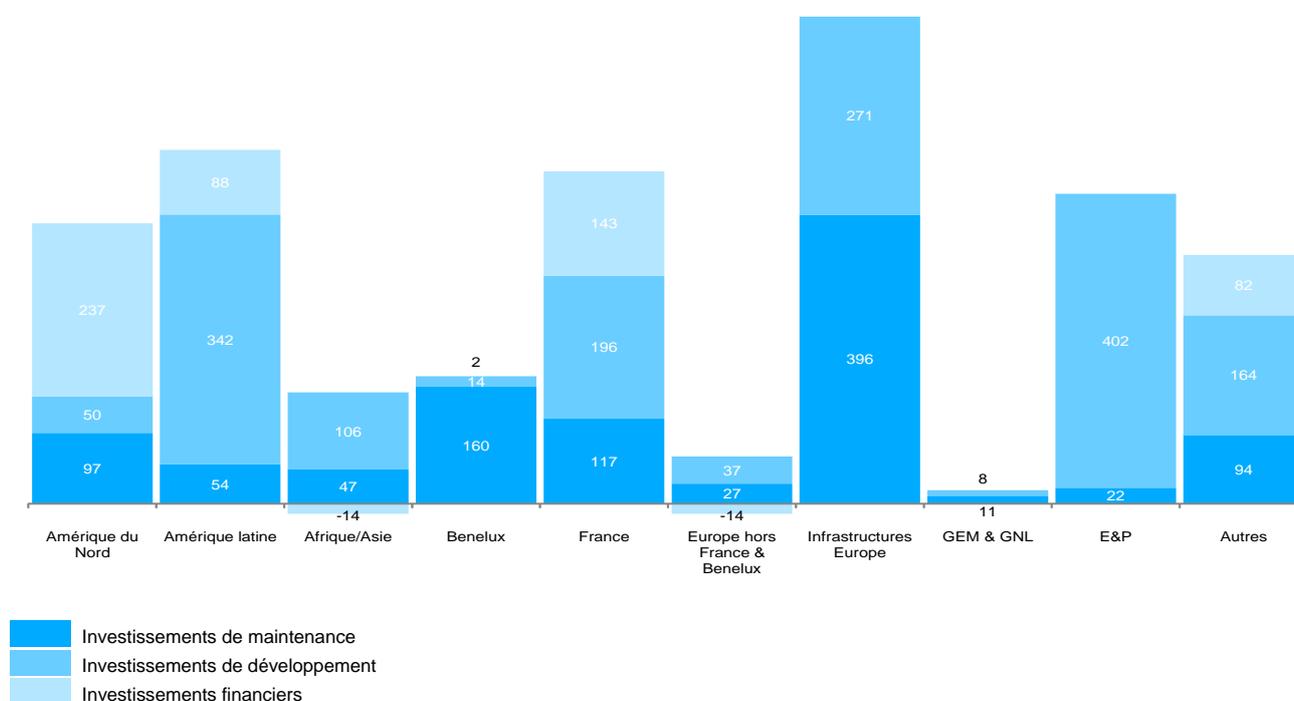
- des investissements financiers pour 524 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement de l'acquisition de OpTerra Energy Services aux États-Unis pour 187 millions d'euros et de l'acquisition de 51% des actions de Maïa Eolis (éolien en France) pour 152 millions d'euros ;
- des investissements de développement de 1 590 millions d'euros, dont 342 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales et de développement de champs éoliens au Pérou, au Chili, et au Brésil), 402 millions d'euros sur le secteur E&P (développement de champs gaziers principalement en Algérie, en Indonésie, au Royaume-Uni et en Norvège), 271 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe, et enfin 120 millions d'euros pour le développement de projets photovoltaïque de Solairedirect en Inde et au Chili ;
- et des investissements de maintenance de 1 024 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant *cash* de 1 292 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis pour 868 millions d'euros, ainsi que d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) pour 272 millions d'euros.

En ce compris les variations de périmètre liées à ces acquisitions et cessions, les investissements nets s'établissent à 1 478 millions d'euros.

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

En millions d'euros



6.4 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 1 567 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 198 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2015 (soit 0,50 euro par action) versé en mai 2016 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 245 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 87 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.5 Endettement net au 30 juin 2016

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 74% en euros, 16% en dollars américains et 3% en livres sterling au 30 juin 2016.

La dette nette est libellée à 74% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,3 ans.

Au 30 juin 2016, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,3 milliards d'euros.

7 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	31 déc. 2015	Variation nette
Actifs non courants	100 696	101 204	(508)
dont goodwill	19 083	19 024	59
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	64 055	64 001	54
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	6 841	6 977	(136)
Actifs courants	50 300	59 454	(9 154)
Capitaux propres	47 164	48 750	(1 586)
Provisions	20 773	18 835	1 938
Dettes financières	37 176	39 155	(1 980)
Autres passifs	45 882	53 917	(8 034)

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 64,1 milliards d'euros, en hausse de +0,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette variation s'explique par les investissements du premier semestre (+2,6 milliards d'euros), les amortissements (-2,2 milliards d'euros) et les dépréciations d'actifs (-0,2 milliard d'euros).

Les **goodwills** sont stables à 19,1 milliards d'euros.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 47,2 milliards d'euros, en baisse de -1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette diminution provient essentiellement des écarts actuariels nets d'impôts (-1,2 milliard d'euros), du versement de dividendes en numéraire (-1,6 milliard d'euros) partiellement compensés par le résultat net de la période (+1,6 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 20,8 milliards d'euros, en hausse de 1,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette augmentation provient principalement des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (+1,6 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (cf. Note 8 «Provisions») et des impacts de la désactualisation des provisions (+0,3 milliard d'euros).

8 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec des parties liées décrites dans la Note 24 des Notes aux comptes des états financiers consolidés au 31 décembre 2015 n'ont pas connu d'évolution significative en 2016.

9 DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS

La section facteurs de risque (Chapitre 2) du Document de Référence 2015 contient une description détaillée des facteurs de risque auxquels le Groupe est exposé.

Les évolutions sur le semestre des risques liés aux instruments financiers et aux litiges auxquels le Groupe est exposé, sont présentées respectivement dans la Note 7 et la Note 9 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2016.

Les risques et incertitudes relatifs à la valeur comptable des *goodwills*, immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés dans la Note 4.1.2 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2016 et dans la Note 7.2 des états financiers consolidés 2015.

A l'exception de ces points et de ceux mentionnés dans la section 2 «Perspectives», il n'est pas anticipé de risques ou incertitudes autres que ceux présentés dans ce document.

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

COMPTE DE RÉSULTAT	28
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	29
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	30
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES.....	32
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	34

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2016	30 juin 2015
Chiffre d'affaires	3.2	33 504	38 520
Achats		(18 267)	(22 852)
Charges de personnel		(5 270)	(5 172)
Amortissements, dépréciations et provisions		(2 195)	(2 431)
Autres charges opérationnelles		(5 257)	(5 442)
Autres produits opérationnels		713	733
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		3 228	3 356
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3.2	260	258
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3.2	3 487	3 614
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		516	401
Pertes de valeur		(541)	(740)
Restructurations		(133)	(70)
Effets de périmètre		196	(1)
Autres éléments non récurrents		(143)	11
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	4.1	3 382	3 214
Charges financières		(1 111)	(1 371)
Produits financiers		414	483
RÉSULTAT FINANCIER	4.2	(697)	(889)
Impôt sur les bénéfices	4.3	(1 088)	(990)
RÉSULTAT NET		1 597	1 336
Résultat net part du Groupe		1 237	1 111
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		360	224
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)		0,48	0,43
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)		0,48	0,43

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	30 juin 2016	30 juin 2016 Quote-part du Groupe	30 juin 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2015	30 juin 2015 Quote-part du Groupe	30 juin 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		1 597	1 237	360	1 336	1 111	224
Actifs financiers disponibles à la vente	6.1	170	170	-	5	5	-
Couverture d'investissement net		95	95	-	(408)	(408)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		(520)	(510)	(10)	317	311	7
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		(422)	(292)	(130)	(4)	-	(4)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		370	310	60	(42)	(44)	2
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(131)	(131)	-	(43)	(42)	-
Écarts de conversion		-	(44)	44	1 348	1 163	185
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(439)	(403)	(36)	1 174	984	190
Pertes et gains actuariels	8	(1 659)	(1 554)	(105)	405	399	6
Impôts différés sur pertes et gains actuariels		508	475	33	(126)	(122)	(4)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		-	-	-	(53)	(53)	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(1 150)	(1 079)	(71)	227	225	2
RÉSULTAT GLOBAL		8	(245)	253	2 737	2 321	416

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	30 juin 2016	31 déc. 2015
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	5	6 797	7 013
Goodwills	5	19 083	19 024
Immobilisations corporelles nettes	5	57 257	56 988
Titres disponibles à la vente	6.1	3 179	3 016
Prêts et créances au coût amorti	6.1	2 478	2 377
Instruments financiers dérivés	6.1	3 334	4 026
Participations dans les entreprises mises en équivalence		6 841	6 977
Autres actifs		424	503
Impôts différés actif		1 303	1 280
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		100 696	101 204
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	6.1	692	731
Instruments financiers dérivés	6.1	7 850	10 857
Clients et autres débiteurs	6.1	17 840	19 349
Stocks		3 225	4 207
Autres actifs		7 463	9 348
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	6.1	1 644	1 172
Trésorerie et équivalents de trésorerie	6.1	8 526	9 183
Actifs classés comme détenus en vue de la vente		3 059	4 607
TOTAL ACTIFS COURANTS		50 300	59 454
TOTAL ACTIF		150 996	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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2016	31 déc. 2015
Capitaux propres part du Groupe		41 551	43 078
Participations ne donnant pas le contrôle		5 613	5 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES		47 164	48 750
Passifs non courants			
Provisions	8	18 686	16 804
Dettes financières	6.2	27 068	28 123
Instruments financiers dérivés	6.2	3 646	4 216
Autres passifs financiers	6.2	239	237
Autres passifs		1 191	1 108
Impôts différés passif		7 450	8 131
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		58 281	58 619
Passifs courants			
Provisions		2 087	2 032
Dettes financières	6.2	10 107	11 032
Instruments financiers dérivés	6.2	6 768	8 642
Fournisseurs et autres créanciers	6.2	13 734	17 101
Autres passifs		12 304	13 782
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente		549	699
TOTAL PASSIFS COURANTS		45 550	53 288
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		150 996	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

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Vari- ations 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⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	12 436	3 564	(627)	191	(957)	49 548	6 433	55 981
Résultat net				1 111					1 111	224	1 336
Autres éléments du résultat global				225		(179)	1 163		1 209	192	1 401
RÉSULTAT GLOBAL				1 337	-	(179)	1 163	-	2 321	416	2 737
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				26					26	-	26
Dividendes distribués en numéraire				(1 196)					(1 196)	(323)	(1 518)
Achat/vente d'actions propres				(47)				48	1	-	1
Coupons des titres super- subordonnés					(87)				(87)	-	(87)
Transactions entre actionnaires				(55)					(55)	9	(46)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	10	10
Autres variations				1					1	-	1
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2015	2 435 285 011	2 435	32 506	12 503	3 477	(807)	1 355	(909)	50 560	6 544	57 104

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.1 des états financiers consolidés au 31 décembre 2015).

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

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	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				1 237					1 237	360	1 597
Autres éléments du résultat global				(1 079)		(359)	(44)		(1 482)	(107)	(1 589)
RÉSULTAT GLOBAL				158	-	(359)	(44)	-	(245)	253	8
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				19					19	-	19
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾				(1 198)					(1 198)	(321)	(1 520)
Achat/vente d'actions propres				(18)				19	1	-	1
Coupons des titres super- subordonnés					(87)				(87)	-	(87)
Transactions entre actionnaires				(12)					(12)	12	(1)
Autres variations				(5)					(5)	(2)	(7)
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2016	2 435 285 011	2 435	32 506	4 423	3 331	(1 287)	946	(803)	41 551	5 613	47 164

(1) L'Assemblée Générale du 3 mai 2016 a décidé la distribution d'un dividende de 1,00 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, le Groupe a réglé en numéraire le 9 mai 2016 le solde du dividende de 0,50 euro par action pour un montant de 1 198 millions d'euros.

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	30 juin 2016	30 juin 2015
RÉSULTAT NET		1 597	1 336
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(260)	(258)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		281	287
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		2 810	3 037
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(180)	(7)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(516)	(401)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		4	28
- Charge d'impôt		1 088	990
- Résultat financier		697	889
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		5 521	5 901
+ Impôt décaissé		(763)	(710)
Variation du besoin en fonds de roulement		36	1 177
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		4 793	6 367
Investissements corporels et incorporels	2.4.3	(2 614)	(2 707)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	2.4.3	(353)	(22)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	2.4.3	(66)	(166)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	2.4.3	(49)	(165)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		45	390
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		1 111	(29)
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		62	45
Cessions de titres disponibles à la vente		48	13
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		22	64
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		95	51
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	2.4.3	6	206
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(1 692)	(2 321)
Dividendes payés ⁽¹⁾		(1 567)	(1 544)
Remboursement de dettes financières		(3 726)	(3 730)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(456)	321
Intérêts financiers versés		(442)	(500)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		63	62
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(17)	(756)
Augmentation des dettes financières		2 289	3 481
Augmentation/diminution de capital		1	11
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		-	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle		1	1
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	2.4.3	(2)	(9)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(3 855)	(2 662)
Effet des variations de change et divers		96	53
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(657)	1 436
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		9 183	8 546
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		8 526	9 982

(1) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 87 millions d'euros au 30 juin 2016 (87 millions d'euros au 30 juin 2015).

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.

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES.....	37
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	40
Note 3	INFORMATION SECTORIELLE.....	43
Note 4	COMPTE DE RÉSULTAT.....	51
Note 5	GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS.....	55
Note 6	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	59
Note 7	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	62
Note 8	PROVISIONS.....	65
Note 9	LITIGES ET CONCURRENCE.....	67
Note 10	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	70
Note 11	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	70

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE ENGIE

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de Commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans. Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

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

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

En date du 28 juillet 2016, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2016 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement européen du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales (IFRS), les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne⁽¹⁾. Les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe, établis pour la période de six mois close au 30 juin 2016, ont été préparés selon les dispositions de la norme IAS 34 – *Information financière intermédiaire* qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés condensés intermédiaires n'incluent donc pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers consolidés annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2015, sous réserve des particularités propres à l'établissement des états financiers consolidés condensés intermédiaires décrites ci-après (voir 1.3).

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à ceux retenus pour l'exercice clos au 31 décembre 2015 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables 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 : Régimes à prestations définies : cotisations des membres du personnel.*
- 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 après 2016 et non anticipés par le Groupe

- IFRS 9 – *Instruments financiers*⁽¹⁾.
Un projet, initié courant 2015 au sein du Groupe, associe les entités spécifiquement concernées par la comptabilisation des instruments financiers.
- IFRS 15 – *Revenu des contrats avec les clients*⁽¹⁾.
Un projet Groupe est déployé depuis fin 2014 afin d'identifier les sujets pouvant avoir des impacts sur la manière de comptabiliser les chiffres d'affaires dans les différents secteurs d'activité du Groupe. Les travaux liés à la première application de cette norme se poursuivent sur cet exercice.
- IFRS 16 – *Contrats de location*⁽¹⁾.
La mise en place d'un projet Groupe est en cours de structuration.
- Amendements IFRS 2 – *Paiement fondé sur des actions : Classification et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions*⁽¹⁾.
- 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⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

1.2 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.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte de baisse sensible des marchés de l'énergie dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

1.2.1 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 ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des autres immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles ;
- 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 ;

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

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

Des informations complémentaires sur le contenu de ces estimations sont présentées dans la Note 1 des états financiers consolidés 2015.

1.2.2 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.).

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.

1.3 Particularités propres à l'établissement des états financiers intermédiaires

1.3.1 Saisonnalité des activités

Les activités du Groupe sont, par nature, des activités saisonnières mais les variations climatiques ont des effets plus importants que la saisonnalité sur les différents indicateurs d'activité et de résultat opérationnel. En conséquence, les résultats intermédiaires au 30 juin 2016 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2016.

1.3.2 Impôt sur les bénéfices

Dans le cadre des arrêtés intermédiaires, la charge d'impôt (courante et différée) est calculée pour chaque entité fiscale en appliquant au résultat taxable de la période, hors élément exceptionnel significatif, le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours. Les éventuels éléments exceptionnels significatifs de la période sont comptabilisés avec leur charge d'impôt réelle.

1.3.3 Retraites

Le coût des retraites pour une période intermédiaire est calculé sur la base des évaluations actuarielles réalisées à la fin de l'exercice précédent. Ces évaluations sont le cas échéant ajustées pour tenir compte des réductions, liquidations ou autres événements non récurrents importants survenus lors du semestre. Par ailleurs, les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des régimes à prestations définies sont le cas échéant ajustés afin de tenir compte des évolutions significatives ayant affecté le rendement des obligations émises par des entreprises de premier rang de la zone concernée (référence utilisée pour la détermination des taux d'actualisation) et le rendement réel des actifs de couverture.

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Cessions réalisées au cours du premier semestre 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 30 juin 2016 sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net
Opérations finalisées sur le premier semestre 2016 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015	868	(861)
Cession des actifs de production hydroélectriques <i>merchant</i> (États-Unis)	868	(861)
Opérations du premier semestre 2016	195	(671)
Cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte - «TEN» (Chili)	195	(267)
Classement de Meenakshi en «Actifs destinés à être cédés» (Inde)		(405)
Autres opérations de cession individuellement non significatives		(160)
TOTAL		(1 692)

2.1.1 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).

Au 30 juin 2016, le Groupe a finalisé la cession des actifs de production hydroélectriques. Le solde du portefeuille non cédé à date, à savoir les centrales thermiques *merchant*, demeure quant à lui classé en «Actifs destinés à être cédés».

La comparaison entre les valeurs de cessions et les valeurs comptables de ce parc de centrales *merchant* a conduit le Groupe à constater une perte de valeur complémentaire de 125 millions d'euros au 30 juin 2016.

2.1.1.1 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 Massachusetts et du Connecticut.

Cette opération se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 861 millions d'euros au 30 juin 2016 (soit le paiement reçu de 868 millions d'euros, net des frais de transaction de 7 millions d'euros).

2.1.1.2 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.

Certaines conditions suspensives à la réalisation de la transaction n'ayant pas encore été formellement levées (notamment l'approbation de l'agence fédérale de réglementation de l'énergie), les actifs et passifs de ce portefeuille de centrales thermiques *merchant* demeurent classés en «Actifs destinés à être cédés» au 30 juin 2016.

Cette transaction, dont la finalisation est toutefois prévue au cours du second semestre 2016, se traduira par une réduction de l'endettement net du Groupe à hauteur de 2,8 milliards d'euros.

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

Le 27 janvier 2016, le Groupe (via sa filiale ENGIE ENERGIA 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.

Cette opération se traduit par la perte de contrôle de cette filiale, la participation de 50% conservée par le Groupe dans TEN étant dorénavant comptabilisée en tant que coentreprise. Le résultat de cession total, qui comprend la plus-value sur la quotité cédée ainsi que le gain de réévaluation sur la participation conservée, s'élève à 234 millions de dollars américains (soit 210 millions d'euros) au 30 juin 2016.

2.2 Actifs destinés à être cédés

Au 30 juin 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 3 059 et 549 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	30 juin 2016	31 déc. 2015
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	2 879	4 139
Autres actifs	181	468
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	3 059	4 607
Dettes financières	413	244
Autres passifs	136	455
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	549	699

Au 30 juin 2016, les «Actifs destinés à être cédés» comprennent, outre le portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (cf. Note 2.1.1), les centrales à charbon de Meenakshi en Inde.

Le Groupe avait également conclu en février 2016 un accord portant sur la cession de la totalité de sa participation dans la centrale à charbon de Paiton (capacité de production installée totale à 100% de 2 GW). Cependant, le Groupe a estimé au regard des délais attendus pour lever les dernières conditions suspensives, que cette participation consolidée par mise en équivalence ne pouvait être classée en tant qu'activités destinées à être cédées au 30 juin 2016.

2.2.1 Centrales à charbon de Meenakshi

Le 24 février 2016, le Groupe a conclu un accord avec le groupe indien India Power Corporation Limited (IPCL) portant sur la cession 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 et d'une centrale en cours de construction de 0,7 GW.

Au 30 juin 2016, le Groupe a considéré, au regard de l'avancement du processus de levée des conditions suspensives, que la cession de sa participation dans Meenakshi était hautement probable et a donc procédé à son classement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du second semestre 2016. Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» se traduit au 30 juin 2016 par une diminution de la dette nette de 405 millions d'euros.

2.3 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, en passant par de la flexibilité électrique. Cette transaction a été réalisée sur la base d'un prix de 209 millions de dollars américains (soit 187 millions d'euros).

Au 30 juin 2016, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire, et sera finalisée au cours du second semestre 2016. Le *goodwill* provisoire s'élève à 152 millions d'euros.

2.4 Prise de contrôle de Maïa Eolis (France)

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. Maïa Eolis exploite actuellement 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.

Maïa Eolis est consolidée par intégration globale depuis le 25 mai 2016 dans les états financiers consolidés du Groupe ENGIE. Au 30 juin 2016, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours du second semestre 2016. Le *goodwill* provisoire s'élève à 106 millions d'euros.

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.

2.5 Autres opérations du premier semestre 2016

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers condensés semestriels du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours du premier semestre 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.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

3.1.1 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 International Global LNG	Global Energy Management Tractebel Engineering	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.

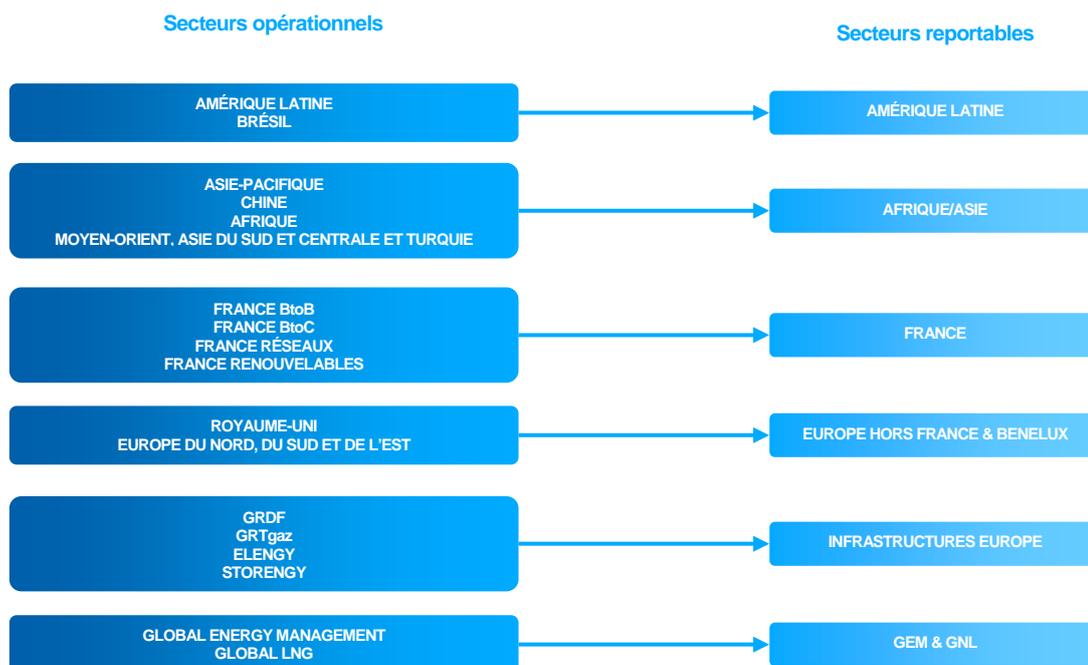
Le résultat financier et les impôts sur le résultat sont suivis au niveau du Groupe.

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.

3.1.2 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 Engineering, 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 Énergie 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'énergie renouvelable) 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.

3.1.3 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, (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,...), (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 Engineering (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», «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.

3.2 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 section 3.4 de la présente note.

Les informations sectorielles comparatives au 30 juin 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	30 juin 2016			30 juin 2015		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	1 740	26	1 766	1 752	-	1 752
Amérique latine	1 962	-	1 962	2 220	-	2 220
Afrique/Asie	1 896	2	1 898	2 174	-	2 174
Benelux	4 665	16	4 681	4 633	18	4 651
France	10 769	198	10 967	11 206	88	11 294
Europe hors France & Benelux	4 210	102	4 311	4 532	75	4 606
Infrastructures Europe	1 671	1 844	3 516	1 609	1 941	3 551
GEM & GNL	4 046	4 040	8 086	7 581	4 947	12 528
E&P	930	46	976	1 119	81	1 200
Autres	1 615	368	1 983	1 695	755	2 449
Élimination des transactions internes	-	(6 642)	(6 642)	-	(7 904)	(7 904)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	33 504	-	33 504	38 520	-	38 520

EBITDA⁽¹⁾

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015
Amérique du Nord	216	286
Amérique latine	725	829
Afrique/Asie	584	665
Benelux	488	235
France	938	915
Europe hors France & Benelux	347	355
Infrastructures Europe	1 866	1 868
GEM & GNL	(39)	233
E&P	618	732
Autres	(92)	13
TOTAL EBITDA	5 651	6 131

(1) Les données au 30 juin 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 30 juin 2015 ont été retraitées afin de s'aligner sur cette nouvelle définition. L'EBITDA publié dans les comptes au 30 juin 2015 s'élevait à 6 122 millions d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015
Amérique du Nord ⁽¹⁾	(33)	(153)
Amérique latine	(191)	(198)
Afrique/Asie	(114)	(152)
Benelux	(185)	(190)
France	(293)	(266)
Europe hors France & Benelux	(101)	(104)
Infrastructures Europe	(679)	(653)
GEM & GNL	(44)	(40)
E&P	(301)	(415)
Autres	(231)	(230)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(2 171)	(2 402)

(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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	30 juin 2015
Amérique du Nord	29	52
Amérique latine	4	(30)
Afrique/Asie	124	150
Benelux	1	-
France	(5)	(5)
Europe hors France & Benelux	65	46
Infrastructures Europe	4	4
GEM & GNL	-	3
E&P	6	7
Autres	31	32
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	46	32
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	260	258

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 205 millions d'euros et 55 millions d'euros au 30 juin 2016 (contre 164 millions d'euros et 94 millions d'euros au 30 juin 2015).

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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	30 juin 2015
Amérique du Nord	184	132
Amérique latine	534	631
Afrique/Asie	484	511
Benelux	302	45
France	641	650
Europe hors France & Benelux	257	254
Infrastructures Europe	1 187	1 215
GEM & GNL	(85)	192
E&P	313	239
Autres	(330)	(254)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 487	3 614

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	1 433	1 247
Amérique latine	8 094	7 754
Afrique/Asie	6 316	6 472
Benelux	(772)	(466)
France	6 433	5 989
Europe hors France & Benelux	4 964	5 221
Infrastructures Europe	18 183	18 975
GEM & GNL	1 363	2 576
E&P	2 717	2 571
Autres	10 165	9 561
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	1 859	1 974
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	58 897	59 899

Afin de permettre la comparabilité des données, les chiffres segmentés au 31 décembre 2015 comprennent les réaffectations de *goodwill* aux nouvelles CGU *goodwill* (cf. Note 5.1 «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)

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	30 juin 2015
Amérique du Nord	384	139
Amérique latine	484	573
Afrique/Asie	139	87
Benelux	175	299
France	455	308
Europe hors France & Benelux	51	121
Infrastructures Europe	667	614
GEM & GNL	18	31
E&P	424	486
Autres	340	203
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 138	2 861

3.3 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.

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	30 juin 2016	30 juin 2015	30 juin 2016	31 déc. 2015
France	12 754	15 202	29 369	30 320
Belgique	5 008	5 086	1 106	1 325
Autres Union européenne	8 238	9 317	10 433	10 753
Autres pays d'Europe	663	1 160	728	735
Amérique du Nord	2 191	2 286	1 688	1 589
Asie, Moyen-Orient et Océanie	2 653	3 178	7 018	7 129
Amérique du Sud	1 852	2 160	7 859	7 475
Afrique	146	131	696	573
TOTAL	33 504	38 520	58 897	59 899

3.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

3.4.1 Réconciliation de l'EBITDA

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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016	30 juin 2015
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 487	3 614
Dotations nettes aux amortissements et autres	2 174	2 479
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	20	29
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(31)	9
EBITDA	5 651	6 131

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

En millions d'euros	30 juin 2016	31 déc. 2015
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	64 055	64 001
(+) Goodwills	19 083	19 024
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(6 583)	(6 647)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 042)	(2 036)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	991	1 042
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 841	6 977
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(165)	(168)
(+) Clients et autres débiteurs	17 840	19 349
(-) Appels de marge ^(1,2)	(1 371)	(1 054)
(+) Stocks	3 225	4 207
(+) Autres actifs courants et non courants	7 887	9 851
(+) Impôts différés	(6 147)	(6 851)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽¹⁾	(504)	(100)
(-) Provisions	(20 773)	(18 835)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	3 045	1 894
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(13 734)	(17 101)
(+) Appels de marge ^(1,2)	987	1 476
(-) Autres passifs	(13 737)	(15 128)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	58 897	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.

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

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015
Investissements corporels et incorporels	2 614	2 707
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	353	22
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	61	-
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	66	166
Acquisitions de titres disponibles à la vente	49	165
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(6)	(206)
(+) Autres	-	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	2	9
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	(3)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 138	2 861

NOTE 4 COMPTE DE RÉSULTAT

4.1 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 487	3 614
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	516	401
Pertes de valeur	(541)	(740)
Restructurations	(133)	(70)
Effets de périmètre	196	(1)
Autres éléments non récurrents	(143)	11
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3 382	3 214

4.1.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 516 millions d'euros au 30 juin 2016 contre un produit net de 401 millions d'euros au 30 juin 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 déboucement au cours du semestre d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2015.

4.1.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015
Pertes de valeur :		
Goodwills	(161)	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(406)	(542)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	-	(111)
Actifs financiers	(20)	(92)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(587)	(746)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	46	4
Actifs financiers	1	1
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	47	5
TOTAL	(541)	(740)

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

Les tests de perte de valeur au 30 juin 2016 ont porté sur un nombre limité d'actifs et d'UGT pour lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés au cours du premier semestre 2016.

4.1.2.1 Pertes de valeur comptabilisées au cours du premier semestre

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2016 s'élèvent à 541 millions d'euros et se répartissent principalement entre les UGT GTT (161 millions d'euros), E&P (147 millions d'euros), Amérique du Nord (113 millions d'euros) et Benelux (51 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 au premier semestre 2016 s'établit à 477 millions d'euros.

Pertes de valeur sur *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 au premier semestre, et a été déterminée sur la base du cours de bourse au 30 juin 2016.

Une diminution de 10% du cours de bourse entraînerait une perte de valeur complémentaire sur le *goodwill* de 80 millions d'euros.

Pertes de valeur sur les immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2016 pour 360 millions d'euros portent essentiellement sur :

- des actifs de production et des licences d'exploration de l'UGT E&P pour 147 millions d'euros. Ces pertes de valeur s'expliquent essentiellement 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.
Les évolutions du prix du gaz et du Brent, l'estimation du niveau de réserves des champs concernés et le taux d'actualisation constituent des hypothèses clés de ce test de perte de valeur. Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures sur la durée d'exploitation des actifs conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires de 250 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 30 millions d'euros ;
- 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 (125 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 ;
- 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 ;
- une centrale à charbon au Royaume-Uni (19 millions d'euros) suite à la décision prise par le Groupe au cours du premier semestre 2016 de procéder à la fermeture anticipée de cette centrale.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2015 s'élevaient à -740 millions d'euros et portaient principalement sur :

- les actifs corporels d'un champ gazier en cours de développement en Mer du Nord britannique (228 millions d'euros) ;
- une licence d'exploration-production d'un bloc gazier *offshore* au Qatar (87 millions d'euros) ;
- l'intégralité de l'investissement net dans la coentreprise GNL Sur, en charge du projet de construction d'un terminal flottant de stockage et de regazéification du GNL en Uruguay dans le cadre d'un contrat de BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*), pour 196 millions d'euros ;
- le terminal de regazéification d'Everett (194 millions d'euros) aux États-Unis.

4.1.3 Restructurations

Les charges de restructuration, d'un montant total de -133 millions d'euros au 30 juin 2016, comprennent des coûts d'adaptation au contexte économique à hauteur de -28 millions d'euros sur la France, -24 millions d'euros sur le Benelux, -20 millions d'euros sur l'Amérique du Nord, et -37 millions d'euros au Royaume-Uni.

Les charges de restructurations, d'un montant total de -70 millions d'euros au 30 juin 2015, comprenaient -18 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 -11 millions d'euros sur la France, -17 millions d'euros sur le Benelux et -18 millions d'euros sur l'Europe hors France & Benelux.

4.1.4 Effets de périmètre

Au 30 juin 2016, les effets de périmètre s'élevaient à +196 millions d'euros et comprennent principalement la plus-value de 210 millions d'euros relative à la cession d'une participation de 50% dans la filiale Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili (cf. Note 2.1.2).

Au 30 juin 2015, les effets de périmètre s'élevaient à -1 million d'euros et ne comprenaient pas de montants individuellement significatifs.

4.2 Résultat financier

En millions d'euros	30 juin 2016			30 juin 2015		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(449)	74	(375)	(503)	77	(427)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(524)	-	(524)	(583)	-	(583)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	5	5	-	10	10
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	(7)	-	(7)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	69	69	-	67	67
Coûts d'emprunts capitalisés	78	-	78	87	-	87
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(66)	66	-	(269)	148	(122)
Soultés décaissées lors du débouclage de swaps	(66)	-	(66)	(151)	-	(151)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	66	66	-	148	148
Charges sur opérations de restructuration de la dette	-	-	-	(118)	-	(118)
Autres produits et charges financiers	(596)	274	(322)	(599)	258	(341)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(72)	-	(72)	(62)	-	(62)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(285)	-	(285)	(282)	-	(282)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(88)	-	(88)	(66)	-	(66)
Produits des titres disponibles à la vente	-	88	88	-	46	46
Autres	(150)	186	35	(188)	212	24
RÉSULTAT FINANCIER	(1 111)	414	(697)	(1 371)	483	(889)

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par un volume moyen de dette en légère baisse par rapport à fin juin 2015 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisées par le Groupe.

4.3 Impôts

En millions d'euros	30 juin 2016	30 juin 2015
Résultat net (A)	1 597	1 336
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(1 088)	(990)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence (C)	260	258
RÉSULTAT AVANT IMPÔT ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (A)-(B)-(C)=(D)	2 426	2 068
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT (B)/(D)	44,9%	47,9%

La baisse du taux effectif d'impôt provient essentiellement des éléments suivants :

- la baisse des pertes d'Electrabel SA, d'ENGIE E&P UK et d'autres entités, sans reconnaissance d'actif d'impôt différé, compte tenu de la situation fiscale de ces entités ;
- la baisse de la contribution nucléaire d'Electrabel SA.

Ces éléments sont partiellement compensés par les produits d'impôts nets constatés en 2015 suite aux règlements de litiges fiscaux en Australie et au Royaume-Uni.

4.4 Résultat net récurrent part du Groupe

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

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «Mark-to-market sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Charges de restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» des états financiers consolidés au 31 décembre 2015 ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39 - *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôt relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la 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	30 juin 2016	30 juin 2015 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		1 237	1 111
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		360	224
RÉSULTAT NET		1 597	1 336
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		105	400
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	4.1	(516)	(401)
<i>Pertes de valeur</i>	4.1	541	740
<i>Restructurations</i>	4.1	133	70
<i>Effets de périmètre</i>	4.1	(196)	1
<i>Autres éléments non récurrents</i>	4.1	143	(11)
Autres éléments retraités		156	174
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	4.2	2	7
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	4.2	-	122
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture</i>	4.2	88	66
<i>Impôt sur les éléments non récurrents</i>		97	(30)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		(31)	9
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		1 859	1 910
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		381	322
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		1 478	1 588

(1) Suite à la convention conclue le 30 novembre 2015 entre l'État belge, ENGIE et Electrabel, la charge nette relative à la contribution nucléaire belge est désormais classée au sein du résultat récurrent. Afin d'assurer la comparabilité entre les deux périodes, la charge nette relative à la contribution nucléaire de 177 millions d'euros comptabilisée dans les comptes du premier semestre 2015 qui était exclue du résultat net récurrent du premier semestre 2015 publié, est présentée au sein du résultat net comparatif au 30 juin 2015. Le résultat net récurrent part du Groupe du premier semestre 2015 ainsi ajusté s'élève à 1 588 millions d'euros (contre 1 764 millions d'euros pour le résultat net récurrent part du Groupe publié au premier semestre 2015).

NOTE 5 GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS

<i>En millions d'euros</i>	Goodwills	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE			
Au 31 décembre 2015	26 612	16 565	109 248
Acquisitions et constructions d'immobilisations	-	306	2 265
Cessions d'immobilisations	-	(33)	(404)
Variations de périmètre	295	(11)	74
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(79)	-	(745)
Autres variations	-	14	(3)
Écarts de conversion	(81)	(66)	(207)
AU 30 JUIN 2016	26 748	16 775	110 228
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR			
Au 31 décembre 2015	(7 588)	(9 553)	(52 259)
Dotations aux amortissements	-	(384)	(1 798)
Pertes de valeur	(161)	-	(237)
Cessions d'immobilisations	-	30	359
Variations de périmètre	(7)	(3)	(8)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	79	-	632
Autres variations	-	(102)	87
Écarts de conversion	13	34	254
AU 30 JUIN 2016	(7 665)	(9 978)	(52 971)
VALEUR NETTE COMPTABLE			
Au 31 décembre 2015	19 024	7 013	56 988
AU 30 JUIN 2016	19 083	6 797	57 257

Les pertes de valeur comptabilisées au 30 juin 2016 portent essentiellement sur le *goodwill* de l'UGT GTT (-161 millions d'euros), sur des actifs d'exploration-production (-147 millions d'euros), ainsi que sur une plateforme de forage au Benelux (-46 millions d'euros) (cf. Note 4.1.2 «Pertes de valeur»).

Les variations de périmètre du premier semestre 2016 résultent principalement des acquisitions de OpTerra Energy Services et de Green Charge Networks aux États-Unis, de la prise de contrôle de Maïa Eolis en France, ainsi que de la cession de 50% de Transmisora Eléctrica del Norte SA (TEN) au Chili (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Suite au classement des centrales à charbon de Meenakshi en Inde en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.2 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 30 juin 2016.

5.1 Informations sur les UGT *goodwill*

Du fait de la nouvelle organisation opérationnelle en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016 (cf. Note 3 «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 3 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 30 juin 2016 ainsi que les UGT qui portent des *goodwills* supérieurs à 500 millions d'euros.

En millions d'euros	Secteur reportable	30 juin 2016
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Benelux	5 601
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France BtoC	France	1 008
France Renouvelables	France	934
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Génération Europe	Autres	823
Amérique du Nord	Amérique du Nord	758
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	672
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	617
GRTgaz	Infrastructures Europe	614
Storengy	Infrastructures Europe	543
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)		3 504
TOTAL		19 083

La section ci-après présente les hypothèses clés retenues dans les tests et les principales analyses de sensibilité des «UGT significatives» telles qu'elles ressortaient des tests de pertes de valeur réalisés au 31 décembre 2015 sur les différents périmètres compris dans ces nouvelles UGT.

Le périmètre des activités de l'UGT GRDF (Distribution France) étant inchangé par rapport à 2015, les informations relatives à ce test sont présentées dans la note 12.3.1 «UGT significatives» des états financiers consolidés au 31 décembre 2015.

Au 30 juin 2016, le Groupe a considéré au regard de l'évolution des paramètres de marché et des hypothèses clés qu'il n'était pas nécessaire de procéder à une mise à jour complète de ces tests de pertes de valeur 2015 et estime que les valeurs comptables de ces UGT ne sont pas supérieures à leurs valeurs recouvrables.

Les tests annuels de perte de valeur 2016 sur les UGT *goodwills* seront réalisés au cours du second semestre.

5.1.1 Information sur l'UGT Benelux

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 5 601 millions d'euros au 30 juin 2016. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg de (i) production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) 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.

La valeur d'utilité 2015 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction 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 avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

Les taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie étaient compris entre 5,4% et 9,2% 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 perte de valeur de l'UGT *goodwill* Benelux.

En ce qui concerne les hypothèses sur le cadre réglementaire en Belgique, les plus structurantes portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes.

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

En décembre 2013, le précédent gouvernement avait confirmé le principe de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^{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 Sécurité Nucléaire, le Groupe considère, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

Une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire aurait un impact négatif de 20% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh aurait un impact positif de 20% sur ce calcul.

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 2 100 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 400 millions d'euros.

5.1.2 Information sur l'UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 008 millions d'euros au 30 juin 2016. L'UGT France BtoC regroupe les activités de commercialisation d'énergie et de services associés auprès des clients particuliers et professionnels en France. Celles-ci comprennent essentiellement la vente de gaz et d'électricité, les services associés à l'énergie (contrats de maintenance, services intelligents, aide à l'amélioration énergétique) et décentralisation de l'énergie produite.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2016 et plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction 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 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.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 7,8% et 8,6%.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 11% 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 11% sur ce calcul.

5.1.3 Information sur l'UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 934 millions d'euros au 30 juin 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 2016 et plan d'affaires à moyen terme 2017-2021 approuvés par le Comité de Direction 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 comprennent les taux d'actualisation, le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution post horizon liquide des prix de l'électricité.

La valeur d'utilité tient compte d'une hypothèse de renouvellement des concessions hydroélectriques, notamment celle de la Compagnie Nationale du Rhône à l'issue du contrat de concession qui expire en 2023. 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.

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 1 100 millions d'euros.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,2% et 7,3%.

NOTE 6 INSTRUMENTS FINANCIERS

6.1 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	30 juin 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 179	-	3 179	3 016	-	3 016
Prêts et créances au coût amorti	2 478	18 532	21 010	2 377	20 080	22 457
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 478	692	3 170	2 377	731	3 108
Clients et autres débiteurs	-	17 840	17 840	-	19 349	19 349
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 334	9 494	12 828	4 026	12 029	16 055
Instrument financiers dérivés	3 334	7 850	11 183	4 026	10 857	14 883
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 644	1 644	-	1 172	1 172
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	8 526	8 526	-	9 183	9 183
TOTAL	8 991	36 552	45 543	9 419	41 292	50 711

6.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 31 décembre 2015	3 016
Acquisitions	49
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(15)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	-
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	170
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(12)
Variations de périmètre, change et divers	(29)
Au 30 JUIN 2016	3 179

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 179 millions d'euros au 30 juin 2016 et se répartissent entre 1 618 millions d'euros de titres cotés et 1 561 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 593 millions d'euros et 1 423 millions d'euros au 31 décembre 2015).

6.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «Passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- en «Passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés ou pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 30 juin 2016 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	27 068	10 107	37 176	28 123	11 032	39 155
Instrument financiers dérivés	3 646	6 768	10 414	4 216	8 642	12 858
Fournisseurs et autres créanciers	-	13 734	13 734	-	17 101	17 101
Autres passifs financiers	239	-	239	237	-	237
TOTAL	30 954	30 609	61 563	32 577	36 775	69 352

6.3 Endettement financier net

6.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	30 juin 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	26 415	9 192	35 607	27 537	9 988	37 525
Impact du coût amorti	96	65	161	276	107	383
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	558	34	592	310	23	333
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	816	816	-	914	914
DETTES FINANCIÈRES	27 068	10 107	37 176	28 123	11 032	39 155
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	223	90	313	278	100	377
DETTE BRUTE	27 292	10 198	37 489	28 401	11 132	39 533
Actifs liés au financement	(49)	(1)	(50)	(37)	-	(37)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(49)	(1)	(50)	(37)	-	(37)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(820)	(820)	-	(797)	(797)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(825)	(825)	-	(375)	(375)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 526)	(8 526)	-	(9 183)	(9 183)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(1 070)	(208)	(1 278)	(1 174)	(240)	(1 413)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 070)	(10 378)	(11 448)	(1 174)	(10 595)	(11 768)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	26 173	(181)	25 992	27 190	537	27 727
Encours des dettes financières	26 415	9 192	35 607	27 537	9 988	37 525
Actifs liés au financement	(49)	(1)	(50)	(37)	-	(37)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(820)	(820)	-	(797)	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 526)	(8 526)	-	(9 183)	(9 183)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	26 366	(155)	26 212	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 juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur de la dette financière brute s'élève à 39 787 millions d'euros au 30 juin 2016 pour une valeur comptable de 37 176 millions d'euros.

6.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours du premier semestre 2016, les variations de change se sont traduites par une diminution de 262 millions d'euros de l'endettement net (dont -102 millions d'euros sur le dollar américain, -173 millions d'euros sur la livre sterling et +42 millions d'euros sur le real brésilien).

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une baisse nette de 1 215 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisés sur la période, notamment la cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) et la cession des actifs de production hydroélectriques *merchant*, qui se traduisent par une réduction de l'endettement net de 1 287 millions d'euros (cf. Note 2.1 «Cessions réalisées au cours du premier semestre 2016»);
- les acquisitions réalisées sur le semestre (principalement Maïa Eolis et OpTerra Energy Services) qui ont accru l'endettement net de 477 millions d'euros (cf. Notes 2.4 et 2.3);
- le classement en «Actifs destinés à être cédés» de Meenakshi qui se traduit par une réduction de l'endettement net de 405 millions d'euros.

6.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours du premier semestre 2016 :

- le 18 mai 2016, réalisation d'une émission obligataire chez Glow Energy Public Co. Ltd. d'un montant de 3 milliards de baths thaïlandais (75 millions d'euros) portant un coupon de 2,81% et arrivant à échéance en 2026 ;
- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours du premier semestre 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 175 millions de dollars australiens, soit 117 millions d'euro ;
 - 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.

6.4 Instruments financiers dérivés

6.4.1 Instruments financiers dérivés actifs

En millions d'euros	30 juin 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	1 070	208	1 278	1 174	240	1 413
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 270	7 582	8 852	1 962	10 510	12 472
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	994	60	1 054	890	107	998
TOTAL	3 334	7 850	11 183	4 026	10 857	14 883

(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.

6.4.2 Instruments financiers dérivés passifs

En millions d'euros	30 juin 2016			31 déc. 2015		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	223	90	313	278	100	377
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 404	6 599	8 003	2 528	8 493	11 022
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	2 018	79	2 098	1 410	49	1 459
TOTAL	3 646	6 768	10 414	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'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

6.4.3 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2016, le Groupe n'a procédé à aucun changement significatif de classification d'instruments financiers et n'a constaté aucun transfert significatif entre différents niveaux de juste valeur.

NOTE 7 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 2015.

7.1 Risques de marché

7.1.1 Risques de marché sur matières premières

7.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités au 30 juin 2016 du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* 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	30 juin 2016	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	478	(64)
Gaz naturel	+3 €/MWh	(49)	(136)
Electricité	+5 €/MWh	96	(23)
Charbon	+10 \$US/ton	80	4
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	122	1
EUR/USD	+10%	(92)	(7)
EUR/GBP	+10%	(50)	2

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de *portfolio management*.

7.1.1.2 Activités de *trading*

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk (VaR)* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

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

La *VaR* présentée ci-après résulte de l'agrégation des *VaR* des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	30 juin 2016	2016 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2016 ⁽²⁾	Minimum 2016 ⁽²⁾
Activités de trading	10	12	20	6

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

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

7.1.2 Risque de change

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation d'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.

En millions d'euros	30 juin 2016		
	Impact sur le résultat après impact des dérivés	Impact sur les capitaux propres	
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	- 10%
Passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	(3)	3	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	490

(1) +(-)10% : appréciation (dépréciation) de 10% de l'ensemble des devises face à l'euro.

(2) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.

(3) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

7.1.3 Risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation d'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.

En millions d'euros	30 juin 2016			
	Impact sur le résultat après impact des dérivés		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(67)	65	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	24	(49)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	607	(760)

7.2 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.

Au 30 juin 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 21 762 millions d'euros de dettes obligataires, soit 62% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 17% de la dette brute et s'élèvent à 6 132 millions d'euros au 30 juin 2016.

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), diminuée des découverts bancaires s'élève à 8 844 millions d'euros au 30 juin 2016.

Le montant des facilités de crédit confirmées représente 13 559 millions d'euros au 30 juin 2016, dont 13 332 millions d'euros de lignes disponibles. 93% des lignes de crédit disponibles sont centralisées.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge

Au 30 juin 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	21 762	-	3 321	1 690	920	2 488	13 343
Emprunts bancaires	5 747	589	997	687	438	767	2 269
Titres négociables à court terme	6 132	5 822	310	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	227	11	57	152	2	1	5
Emprunts sur location-financement	640	43	140	147	136	75	100
Autres emprunts	596	303	181	17	40	12	43
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	503	503	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	35 607	7 270	5 006	2 693	1 537	3 342	15 759
Actifs liés au financement	(50)	(1)	-	-	-	(2)	(47)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(820)	(820)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 526)	(8 526)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	26 212	(2 076)	5 006	2 693	1 537	3 340	15 712

Facilités de crédit confirmées non utilisées

Au 30 juin 2016, les échéances des facilités de crédit confirmées non utilisées sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Programmes de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 332	416	1 319	296	200	5 898	5 203

La maturité du crédit syndiqué de 5 milliards d'euros a été prorogée d'un an, portant celle-ci à mars 2021.

Au 30 juin 2016, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

NOTE 8 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	30 juin 2016
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	5 785	135	(128)	(1)	1	80	9	1 605	7 486
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 744	54	(14)	-	-	115	-	-	4 898
Démantèlement des installations ⁽¹⁾	4 476	1	(3)	-	(1)	103	(5)	6	4 576
Reconstitution de sites	1 474	-	(19)	-	7	11	(11)	(53)	1 408
Litiges, réclamations et risques fiscaux ⁽²⁾	663	158	(26)	(52)	2	5	1	2	752
Autres risques	1 694	212	(237)	(7)	6	-	(8)	(9)	1 652
TOTAL PROVISIONS	18 835	560	(427)	(60)	15	314	(15)	1 551	20 773

(1) Dont 3 716 millions d'euros au 30 juin 2016 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 629 millions d'euros au 31 décembre 2015.

(2) Les principaux litiges sont présentés dans la Note 9 «Litiges et concurrence».

L'effet de désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur les obligations de retraite, nette du rendement attendu sur les actifs de couverture.

La colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 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	30 juin 2016
Résultat des activités opérationnelles	(116)
Autres produits et charges financiers	(314)
Impôts	43
TOTAL	(387)

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont décrites dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2015.

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

Le taux d'actualisation retenu pour valoriser les engagements de retraites et assimilés 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 sont déterminés, pour chaque zone monétaire (zone Euro et Royaume-Uni) à partir des données sur le rendement des obligations AA (d'après Bloomberg et iBoxx) extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'état.

Au 30 juin 2016, les taux de référence affichent une baisse significative, de l'ordre de 100 points de base, par rapport au 31 décembre 2015. La diminution de ces taux d'actualisation se traduit au 30 juin 2016 par une augmentation de 1 560 millions d'euros des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme.

8.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Conformément à la Loi du 11 avril 2003, la Commission des provisions nucléaire examinera au cours du second semestre 2016 le dossier de révision triennal des provisions nucléaires qui lui sera transmis par Synatom, filiale du Groupe, en septembre 2016.

Au 30 juin 2016, l'évaluation des provisions pour la gestion de l'aval de cycle et pour le démantèlement des sites de production nucléaire repose sur un scénario industriel et un ensemble d'hypothèses techniques et financières qui avaient été approuvées par la Commission des provisions nucléaires en novembre 2013. Ces hypothèses sont décrites en détail dans la Note 18.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire» des états financiers consolidés au 31 décembre 2015.

Analyses de sensibilité sur le taux d'actualisation

Le taux d'actualisation utilisé s'élève à 4,8% (taux réel de 2,8% et taux d'inflation de 2,0%).

Sur base des paramètres actuellement appliqués au 30 juin 2016 pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 100 points de base est susceptible d'entraîner une modification du montant des provisions pour démantèlement et gestion de l'aval de cycle de l'ordre de 1 100 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

À noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement à due concurrence des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

NOTE 9 LITIGES ET CONCURRENCE

Dans le cadre de ses opérations, le Groupe est partie à un certain nombre de différends et litiges («contentieux»), y compris fiscaux, devant diverses autorités administratives, judiciaires ou arbitrales.

Le montant des provisions pour contentieux s'élève à 752 millions d'euros au 30 juin 2016, contre 663 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Au cours du premier semestre 2016, les principales évolutions dans les contentieux significatifs sont les suivantes :

9.1 Belgique – 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 de Doel 1 et 2. Cette prolongation étant liée aux redevances et contributions nucléaires dues pour les années 2015 à 2026, l'entrée en vigueur de la convention est subordonnée à l'entrée en vigueur des dispositions législatives réglant ces redevances et contributions. La loi du 12 juin 2016 fixant la redevance annuelle pour les unités Doel 1 et 2 a été publiée le 22 juin 2016 ; la loi réglant les contributions nucléaires pour les unités de Doel 3 et 4 et de Tihange 2 et 3 doit encore être votée au Parlement belge.

9.2 Belgique – Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires de Tihange et Doel

Le 30 décembre 2015, l'association Nucléaire Stop Kernenergie a intenté devant le Président du Tribunal de première instance de Bruxelles une action en cessation environnementale aux fins de voir (i) suspendre l'exploitation de Doel 3 et Tihange 2, (ii) ordonner une expertise sur les cuves et (iii) statuer en fonction des résultats de celle-ci sur le futur de ces unités. Par ordonnance du 9 mars 2016, le Président du Tribunal de première instance de Bruxelles a débouté Nucléaire Stop Kernenergie de ses demandes. Nucléaire Stop Kernenergie a déclaré ne pas faire appel de cette ordonnance.

Le 16 juin 2016, le Conseil d'État a débouté Greenpeace de ses demandes en suspension de la prolongation de l'exploitation des unités de Tihange 1, de Doel 1 et 2 ; la procédure en annulation suit son cours. Le Conseil d'État a également débouté l'ASBL Benegora de ses demandes en suspension et en annulation des mêmes unités.

9.3 États-Unis – Enquête de la FERC

Le Groupe a formellement répondu aux conclusions provisoires des services de la Federal Energy Regulation Commission (FERC) en expliquant pourquoi le Groupe estime sa conduite irréprochable. Les services de la FERC détermineront ensuite s'il convient de clore l'enquête, de recommander à la FERC d'initier une procédure d'infraction, ou de proposer une transaction.

9.4 France - 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 :

- 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 (GRD) et non par le fournisseur de gaz ;
- considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du GRD, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du GRD ;
- 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 GRD 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 GRD. 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.

9.5 France – Autorité de la concurrence

Les services de l'Autorité de la concurrence ont communiqué le 26 octobre 2015 à ENGIE une nouvelle saisine de Direct Energie relative à des pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. Concernant les 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 fixer les prix de ses offres individualisées sur le marché BtoB à un niveau permettant de couvrir les coûts supportés à court terme pour la commercialisation de ces offres, en ce compris les coûts évitables relatifs aux certificats d'économie et aux coûts commerciaux.

Direct Energie a interjeté appel contre la décision de l'Autorité de la concurrence du 2 mai 2016.

L'enquête sur le fond se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

Dans le cadre de la première plainte déposée par Direct Energie le 15 avril 2014, l'Autorité de la concurrence a notifié à ENGIE, le 20 juillet 2016, des griefs d'abus de position dominante sur les marchés résidentiel et non-résidentiel des clients raccordés au réseau de distribution, couvrant à la fois la fourniture de gaz naturel et d'électricité. Ces griefs couvrent, selon la pratique alléguée, différentes périodes situées entre juillet 2004 et ce jour.

L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

9.6 France – Fos Cavaou

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. Le Tribunal des conflits a confirmé la compétence du Conseil d'État, devant lequel la procédure se poursuit.

9.7 France – Réclamation du fisc

Par une proposition de rectification en date du 22 septembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à ENGIE SA le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. Elles en ont tiré les conséquences en réduisant les déficits reportables du groupe fiscal ENGIE d'un montant de 710 millions d'euros dans une proposition de rectification du 16 décembre 2015 et ont mis en recouvrement un montant de 90 millions d'euros le 17 mai 2016. ENGIE s'est acquitté de cette somme et entend poursuivre sa contestation en déposant une réclamation contentieuse.

Concernant le contentieux précompte – objet de la cession de créance précitée – 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. Dès lors, l'arrêt de la Cour Administrative d'Appel de Paris de 2014 reconnaissant l'incompatibilité du précompte avec le droit communautaire conformément à la position de la Cour de Justice de l'Union européenne, tout en réduisant très sensiblement le quantum du remboursement accordé à SUEZ (désormais ENGIE) est devenu en principe définitif. Le Tribunal administratif de Cergy-Pontoise a adopté une position identique à celle de la Cour Administrative d'Appel précitée pour les sommes réclamées par SUEZ (désormais ENGIE) au titre des exercices 2002/2003 et 2004. ENGIE a interjeté appel de cette décision.

Toutefois, suite à une plainte d'ENGIE et de 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'est pas mise en conformité dans le délai imparti de deux mois ce qui autorise la Commission à saisir la Cour de Justice de l'Union européenne.

9.8 Hongrie – Arbitrage CIRDI sur les activités gazières

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 découlant du Traité sur la Charte de l'Énergie en prenant diverses mesures réglementaires 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.

9.9 Italie – Maestrale

Le 13 février 2013, International Power Consolidated Holdings Ltd (IPCHL), filiale d'ENGIE, a cédé à ERG Renew SpA (ERG) un certain nombre de filiales actives dans l'éolien *onshore* en Sardaigne et en Sicile.

Ces filiales avaient bénéficié, début des années 2000 et avant leur appartenance au Groupe, de subventions octroyées 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 subventions. 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 subventions 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. L'arbitrage est en cours.

9.10 Pays-Bas – Réclamation du fisc

L'administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie d'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.

NOTE 10 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées au cours de la période n'ont pas eu d'incidence significative sur la situation financière ou les résultats du Groupe au 30 juin 2016.

NOTE 11 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Le 20 juillet 2016, l'Autorité de la concurrence a notifié à ENGIE des griefs d'abus de position dominante sur les marchés résidentiel et non-résidentiel des clients raccordés au réseau de distribution, couvrant à la fois la fourniture de gaz naturel et d'électricité en France (cf. Note 9.5 «France – Autorité de la concurrence»).

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2016 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes semestriels, des principales transactions entre parties liées, ainsi que des principaux risques et principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

Courbevoie, le 28 juillet 2016

Le Directeur Général

Isabelle Kocher

05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

Aux actionnaires,

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

- l'examen limité des comptes consolidés condensés semestriels de la société ENGIE, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2016, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes consolidés condensés semestriels ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration dans un contexte, qui prévalait déjà à la clôture de l'exercice précédent, de baisse sensible des marchés de l'énergie dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. Ce contexte est décrit dans la note 1.2 « Utilisation d'estimations et du jugement » des notes aux comptes consolidés condensés semestriels. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I- Conclusion sur les comptes

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

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

II- Vérification spécifique

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

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

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 28 juillet 2016

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce

Ce document a été réalisé par le Groupe ENGIE.

Il est disponible sur le site engie.com où l'ensemble des publications du Groupe peut être consulté et téléchargé.



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

