

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2017



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 153 090 collaborateurs dans le monde pour un chiffre d'affaires en 2016 de 66,6 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 2016

- **153 090** collaborateurs dans le monde.
- **69,6 milliards** d'euros de chiffre d'affaires en 2016.
- Des activités dans **70** pays.
- **16 milliards** d'euros d'investissements de croissance sur la période 2016-2018, dont **1 milliard** dans l'innovation et le digital.
- Un fonds de **50 millions** d'euros dédié à l'accès à l'énergie.
- **1 100** chercheurs et experts dans **11** centres de R&D.
- Un fonds de **115 millions** d'euros pour accompagner des start-ups innovantes.

SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2017	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	22
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	25
8	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	26
9	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS	26

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	36
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	40
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	47
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE	51
Note 5	COMPTE DE RÉSULTAT	55
Note 6	GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS	60
Note 7	INSTRUMENTS FINANCIERS	61
Note 8	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	65
Note 9	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	68
Note 10	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	72
Note 11	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	73
Note 12	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	74

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

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

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2017	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	22
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	25
8	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	26
9	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS...	26

1 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2017

Les données relatives au compte de résultat et flux de trésorerie de la période close le 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 2.1.1 «Projet de cession des activités d'exploration-production» des notes aux comptes consolidés condensés semestriels). Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 12 «Retraitement de l'information comparative» des notes aux comptes consolidés condensés semestriels.

ENGIE réalise, au cours du premier semestre 2017, des résultats solides et en croissance organique significative, bénéficiant notamment des effets positifs du programme de performance *Lean 2018*.

Le **chiffre d'affaires** de 33,1 milliards d'euros est en croissance brute de 1,6% par rapport au 30 juin 2016 et en croissance organique de 2,6%. La croissance brute est impactée par un effet de périmètre négatif (-431 millions d'euros) lié principalement à la cession des actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, que compense partiellement un effet de change favorable (120 millions d'euros) notamment sur le réal brésilien et le dollar américain en dépit de l'évolution défavorable de la livre sterling. Le développement organique du chiffre d'affaires s'explique par l'accroissement des volumes de commodités vendus en Europe dans les activités d'achat-vente, par la performance accrue du parc de production thermique d'électricité en Europe et en Australie, par l'effet de mises en service d'actifs et de hausses tarifaires en Amérique Latine, par les révisions tarifaires de 2016 des activités d'infrastructure. Ces développements positifs sont en partie compensés par la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels et particuliers en France et par une moindre production d'électricité renouvelable en France, d'origine éolienne et hydraulique.

L'**EBITDA** s'élève à 5,0 milliards d'euros, en léger recul de -0,1% en brut mais en croissance organique de 4,0%. La décroissance brute s'explique par un effet périmètre de -295 millions d'euros, principalement lié aux cessions d'actifs de production électrique *merchant* aux États-Unis en juin 2016 puis en février 2017 et de Paiton en Indonésie à fin 2016 et ainsi qu'à la comptabilisation en EBITDA de la contribution nucléaire en Belgique (71 millions d'euros) que compense partiellement un effet de change favorable lié notamment au réal brésilien et au dollar américain. L'évolution organique de l'EBITDA provient des mêmes effets que ceux cités pour le chiffre d'affaires auxquels s'ajoutent les effets du programme de performance *Lean 2018*.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -4,4% et en croissance organique de 2,5% pour atteindre 3,0 milliards d'euros. La croissance organique de l'EBITDA est atténuée du fait de charges d'amortissement en hausse par rapport à l'année passée avec la révision triennale des obligations de démantèlement des centrales nucléaires en Belgique fin 2016.

Le **résultat net part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,3 milliard d'euros au 30 juin 2017, stable par rapport au 30 juin 2016. Il intègre les impacts négatifs de l'évolution de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente de commodités et des dotations aux provisions pour restructuration, que compensent partiellement les effets favorables (i) de la réduction du coût de la dette, (ii) de moindres dépréciations d'actifs net d'impôts différés comparativement à l'année passée et (iii) des gains enregistrés sur les cessions des centrales thermiques d'électricité *merchant* aux États-Unis et en Pologne et sur la cession d'une participation non consolidée dans Petronet LNG en Inde.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,3 milliard d'euros au 30 juin 2017. Il intègre -7 millions d'euros de résultat net part du Groupe des activités non poursuivies.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,4 milliard d'euros au 30 juin 2017, en hausse de 1,1% par rapport au 30 juin 2016, porté par l'amélioration du résultat financier récurrent.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 1,5 milliard d'euros, est stable par rapport à l'an passé. Il intègre 103 millions d'euros de résultat net récurrent part du Groupe des activités d'ENGIE E&P International («Activités non poursuivies»).

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 3,5 milliards d'euros, en recul de 1,1 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2016. Cette évolution comprend une génération de *cash flow* opérationnel solide mais pénalisée par

des charges de restructuration en hausse, par le règlement de litiges et par une moindre variation du besoin en fonds de roulement (BFR), principalement liée aux évolutions du stock de gaz en France, les températures ayant été moins froides ce semestre-ci que l'an passé.

La **dette nette** s'établit à 22,7 milliards d'euros, soit une réduction de 2,1 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2016. Cette amélioration s'explique principalement par la génération de *cash flow* des opérations sur l'exercice (3,5 milliards d'euros) et par les effets du programme de rotation de portefeuille (3,9 milliards d'euros) avec notamment la finalisation de la vente du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique *merchant* aux États-Unis et en Pologne, la cession d'une participation dans Opus Energy au Royaume-Uni et la cession de la participation dans Petronet LNG en Inde. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur la période (3,9 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 (0,3 milliard d'euros).

2 PERSPECTIVES

Confirmation des objectifs ⁽¹⁾ annuels 2017 :

- un **résultat net récurrent part du Groupe** compris entre **2,4 et 2,6 milliards d'euros**, attendu en milieu de fourchette ;
- un **ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à **2,5x** et le maintien d'une notation de catégorie «A» ;
- un **dividende** de **0,70 euro par action** au titre de 2017, payable en numéraire ⁽²⁾.

Après prise en compte du traitement IFRS 5 relatif à l'E&P, l'objectif de résultat net récurrent part du Groupe repose sur **une fourchette indicative d'EBITDA de 9,3 à 9,9 milliards d'euros**.

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France et du maintien des principes comptables Groupe actuels en matière de comptabilisation des contrats d'approvisionnement et de logistique gazière, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2016 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2017 : €/€ : 1,07 ; €/BRL : 3,54. Ces objectifs financiers intègrent la comptabilisation en EBITDA de la nouvelle contribution nucléaire belge et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées au 2 mars 2017 (date de la publication des résultats annuels).

(2) Le Conseil d'Administration a décidé le paiement d'un acompte sur dividende de 0,35 euro par action au titre de 2017, qui sera versé le 13 octobre 2017.

3 ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	33 098	32 574	+1,6%	+2,6%
EBITDA	5 028	5 033	-0,1%	+4,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 992)	(1 859)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 036	3 174	-4,4%	+2,5%

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 30 juin 2017 s'établit à 33,1 milliards d'euros, en augmentation de 1,6% par rapport au 30 juin 2016. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 2,6%. Ajustée de l'évolution défavorable des températures en France, moins froides cette année qu'au premier semestre 2016, la croissance organique est de 3,0%.

Les effets de périmètre ont un impact net négatif de -431 millions d'euros, provenant des cessions d'actifs de production hydraulique et thermique d'électricité *merchant* aux États-Unis (-350 millions d'euros) et en Pologne (-151 millions d'euros), que compensent partiellement l'acquisition de parts complémentaires dans l'entreprise de distribution locale d'énergies de Gera en Allemagne (50 millions d'euros) et les acquisitions de sociétés de services en Australie, aux États-Unis et en France (46 millions d'euros). Les effets de change impactent favorablement le chiffre d'affaires à hauteur de 120 millions d'euros et reflètent principalement l'appréciation du réal brésilien et du dollar américain vis-à-vis de l'euro, en partie compensée par l'évolution défavorable de la livre sterling.

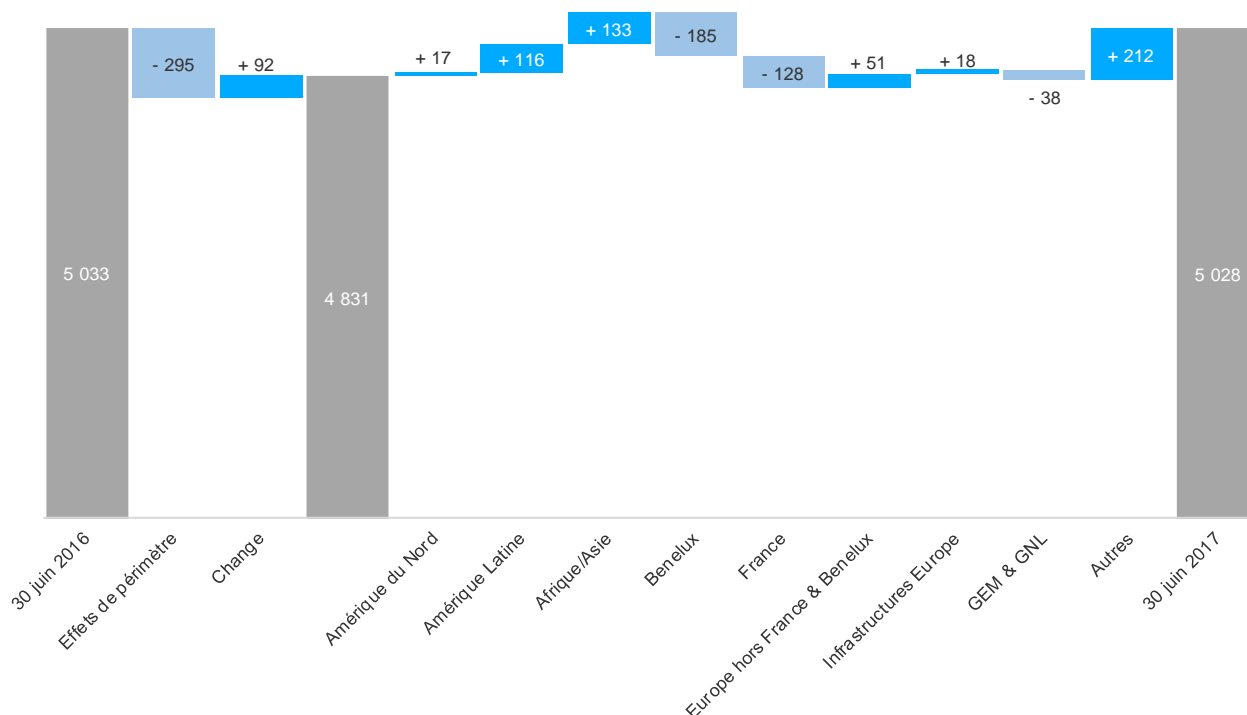
La progression organique du chiffre d'affaires s'explique notamment par la hausse des ventes de commodités en Europe dans les activités d'achat-vente, les révisions tarifaires des activités d'infrastructure en France en 2016 et en Amérique Latine, par les mises en service d'actifs en Amérique Latine (Mexique et Pérou) et par la performance des activités de production thermique d'électricité en Europe et en Australie. Ces effets positifs sont en partie compensés par une moindre production d'électricité hydraulique et éolienne en France et par la baisse des volumes de gaz vendus en France aux professionnels et particuliers.

L'évolution organique des secteurs du Groupe est ainsi (i) en croissance dans les secteurs GEM & GNL, Amérique Latine, Infrastructures Europe, Europe hors France et Benelux et Afrique/Asie, (ii) stable dans le secteur Amérique du Nord, (iii) en léger recul dans les secteurs France et Benelux et (iv) en recul significatif dans le secteur Autres.

L'**EBITDA** est stable et s'établit à 5,0 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en croissance de 4,0%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact négatif de -295 millions d'euros et proviennent principalement (i) des cessions d'actifs de production hydraulique et thermique d'électricité *merchant* aux États-Unis (-153 millions d'euros) et de Paiton en Indonésie (-44 millions d'euros), (ii) ainsi que de la comptabilisation en EBITDA de la contribution nucléaire en Belgique (-71 millions d'euros). Les impacts de change sont favorables et s'élèvent à 92 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation du réal brésilien et du dollar américain vis-à-vis de l'euro.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à 197 millions d'euros (4,0%). Celle-ci bénéficie de l'impact positif (i) des effets du programme de performance *Lean* 2018, (ii) de la performance soutenue des moteurs de croissance du Groupe, (iii) des mises en service d'actifs dans le secteur Amérique Latine et (iv) de la performance des activités de production thermique d'électricité en Europe et en Australie. Ces éléments positifs sont partiellement compensés par l'effet des baisses de volumes ayant affecté la production d'électricité renouvelable en France, par un effet température moins favorable en France et par la mise à l'arrêt de la centrale nucléaire de Tihange 1 en Belgique de septembre 2016 jusqu'à mai 2017.

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

- en Amérique du Nord, l'EBITDA est en croissance organique forte (26%) du fait de la bonne performance des activités de commercialisation aux États-Unis et de la réalisation de réductions de coûts ;
- en Amérique Latine, il est en forte hausse également (14%) du fait de la mise en service d'actifs au Mexique et au Pérou, des révisions tarifaires au Mexique et en Argentine ainsi que du fait de l'augmentation de la contribution de nos activités de production hydroélectrique au Brésil ;
- l'EBITDA du secteur Afrique/Asie affiche un développement soutenu (24%) du fait notamment du contrat de la centrale électrique de Fadhili remporté en Arabie saoudite, de l'augmentation des marges de distribution de gaz en Thaïlande et de la bonne performance des actifs australiens liée à l'augmentation des prix de l'électricité. Ces éléments sont partiellement compensés par une moindre disponibilité des actifs en Thaïlande et en Turquie ;

- au Benelux, l'EBITDA est en baisse principalement du fait de l'arrêt non programmé de la centrale de Tihange 1, de début septembre 2016 à fin mai 2017 et de la baisse des prix de vente de l'électricité captés par rapport au premier semestre 2016. Ces effets sont en partie compensés par la bonne performance des activités de commercialisation de gaz et d'électricité en Belgique, ainsi que par les économies réalisées dans le cadre du plan *Lean 2018* ;
- en France, l'EBITDA est en baisse organique du fait d'une moindre production électrique d'origine renouvelable, éolienne et hydraulique et de la diminution des volumes et des marges de commercialisation de gaz sur le segment des particuliers. Ces effets sont partiellement compensés par la hausse des volumes de commercialisation d'électricité sur le segment des particuliers et la bonne performance des activités de réseaux ;
- l'EBITDA du secteur Europe hors France et Benelux est en forte hausse organique (16%) du fait de l'amélioration des marges captées par les centrales de First Hydro au Royaume-Uni, de conditions météorologiques favorables en Roumanie et des économies réalisées dans le cadre du plan *Lean 2018* ;
- le secteur Infrastructures Europe affiche une légère hausse organique de l'EBITDA grâce à l'augmentation du chiffre d'affaires liée à l'effet positif des hausses tarifaires des activités de Transport et de Distribution intervenues courant 2016, partiellement neutralisée par la moindre commercialisation des capacités de stockage en France ;
- l'EBITDA du secteur GEM & GNL est en baisse, principalement du fait d'effets prix négatifs et de difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France en janvier 2017 lors de la vague de froid, que compense partiellement l'impact positif de la révision de prix d'un contrat d'approvisionnement en GNL conclue récemment ;
- l'EBITDA du secteur Autres est en forte hausse organique, du fait notamment de la bonne performance des activités de production thermique à partir de gaz en Europe et de celle des activités de commercialisation d'électricité aux professionnels en France.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 3,0 milliards d'euros, en croissance organique de 2,5% par rapport au premier semestre 2016 pour les raisons commentées au niveau de l'EBITDA. Les amortissements de la période sont accrus par rapport au précédent exercice du fait de la révision triennale des obligations de démantèlement des centrales nucléaires en Belgique à la fin de l'année passée.

4 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE

4.1 Amérique du Nord

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 427	1 740	-18,0%	-1,0%
EBITDA	79	216	-63,6%	+26,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(20)	(32)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	59	184	-68,0%	+92,4%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 1 427 millions d'euros, en baisse brute de 18,0%, principalement en raison de la cession du portefeuille d'actifs de production *merchant*. Le chiffre d'affaires est en léger recul organique de 1,0%, dû à une moindre performance des actifs de production restants, attribuable principalement au non renouvellement de contrats à long terme favorables. Cette baisse est en partie compensée par une croissance des volumes et des prix de ventes aux clients finaux ainsi que par une progression du chiffre d'affaires des activités de services.

Les ventes d'électricité atteignent 19,8 TWh ⁽¹⁾, en baisse de 10,6 TWh, essentiellement en raison de la cession des actifs *merchant*.

L'**EBITDA** atteint 79 millions d'euros, en baisse brute de 63,6% mais en hausse organique de 26,0%. Cette variation organique s'explique par les bons résultats des activités de commercialisation aux États-Unis, mais aussi par des économies de coûts. Ces performances méritent cependant d'être modérées compte tenu des résultats moins bons pour les centrales thermiques restantes.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 59 millions d'euros, en repli brut de 68,0% et en croissance organique de 92,4%, sous l'effet des améliorations de l'EBITDA précitées et d'une légère diminution des dotations aux amortissements.

4.2 Amérique Latine

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 304	1 962	+17,4%	+7,6%
EBITDA	919	725	+26,7%	+14,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(218)	(191)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	701	534	+31,2%	+17,8%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine atteint 2 304 millions d'euros, en hausse brute de 17,4%, sous l'effet de l'appréciation du réal brésilien, et en progression organique de 7,6%.

Au Mexique, le chiffre d'affaires s'est amélioré suite à la hausse des tarifs de distribution et à la mise en service de la centrale de Panuco en octobre 2016. Le chiffre d'affaires des activités de production au Chili a bénéficié de l'indexation des prix, en dépit de la baisse des volumes. En Argentine, l'augmentation des tarifs de distribution en octobre 2016 puis

(1) Ventes d'électricité hors portefeuille d'actifs de production *merchant* au premier semestre 2017.

en avril 2017 a également eu un effet positif. Le Pérou a profité de la mise en service de la centrale de production d'électricité de Nodo Energetico (octobre 2016) et de ChilcaPlus (mai 2016), dont les effets ont été partiellement compensés par une baisse de la demande. Au Brésil, le chiffre d'affaires a augmenté grâce à la hausse des prix, causée en partie par une faible hydraulité.

Les ventes d'électricité sont en légère hausse de 0,1 TWh ⁽¹⁾ et s'élèvent à 29,5 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en augmentation de 1,2 TWh et s'établissent à 14,6 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 919 millions d'euros, en hausse brute de 26,7%, grâce à l'impact positif de l'appréciation du réal brésilien, et en progression organique de 14,4%. Cette croissance organique s'explique, outre les facteurs précités concernant le chiffre d'affaires, par une reprise de provision liée à l'activité de distribution de gaz en Argentine, la comptabilisation d'une indemnité au titre de la résiliation d'un contrat d'achat d'électricité au Pérou et la mise en service du gazoduc de Los Ramones au Mexique en octobre 2016.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 701 millions d'euros, en hausse organique de 17,8%, principalement grâce à l'amélioration de l'EBITDA, en partie compensée par une augmentation des charges d'amortissement suite à la mise en service de nouvelles installations au Mexique et au Pérou.

4.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 969	1 896	+3,9%	+2,4%
EBITDA	685	584	+17,3%	+24,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(122)	(100)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	563	484	+16,4%	+25,4%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 1 969 millions d'euros, ce qui représente une progression brute de 3,9% et organique de 2,4%. La contribution des activités de services d'une société acquise en Australie en 2016, associée à un effet de taux de change positif dû à l'appréciation du dollar australien et du baht thaïlandais face à l'euro, a été en partie limitée par l'impact de la cession de la centrale à charbon de Meenakshi en Inde en septembre 2016. La croissance organique s'explique principalement par la hausse des prix sur le marché australien, qui a eu des effets positifs à la fois sur les activités de production et de commercialisation, ainsi que par le contrat de la centrale électrique de Fadhilli remporté en Arabie saoudite. Des travaux de maintenance programmée en Thaïlande, une disponibilité réduite des centrales et des prix du gaz en baisse en Turquie ont partiellement atténué l'impact positif de ces deux facteurs.

Les ventes d'électricité s'établissent à 22,1 TWh, en diminution de 3,5 TWh, essentiellement en raison de la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood (Australie) à la fin du premier trimestre ainsi que de la cession de la centrale de Meenakshi.

L'**EBITDA** atteint 685 million d'euros, en hausse brute de 17,3% et en progression organique de 24,2%, principalement du fait de l'impact positif de l'augmentation des prix dans les activités de production et de commercialisation en Australie, d'un accroissement des marges du distributeur de gaz thaïlandais PTT NGD, de l'impact du contrat de la centrale électrique de Fadhilli remporté en Arabie saoudite et de l'issue favorable de certains litiges au Moyen-Orient. La disponibilité réduite des centrales en Thaïlande et en Turquie et l'impact des hausses d'impôts pesant sur les résultats de nos entreprises associées à Oman ont cependant en partie atténué ces éléments positifs.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 563 millions d'euros, en hausse organique de 25,4%, sous l'effet des mêmes facteurs énoncés ci-dessus pour l'EBITDA.

(1) Comprend au 30 juin 2016 une correction des volumes : 29,4GWh contre 29,2GWh publiés.

4.4 Benelux

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 560	4 665	-2,3%	-2,2%
EBITDA	242	488	-50,4%	-37,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(267)	(186)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(25)	302	-108,4%	-85,3%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 4 560 millions d'euros, en recul de -2,3% par rapport au premier semestre 2016. Cette diminution s'explique par l'impact de la baisse du prix de vente des commodités sur les activités de commercialisation et de génération ainsi que par le recul de la production nucléaire. Les activités de services, soutenues par un bon niveau d'activité en Belgique et aux Pays-Bas, enregistrent quant à elles une progression de 3,4% de leur chiffre d'affaires.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité s'établissent à 18,4 TWh et affichent un recul (-2,4 TWh) par rapport au premier semestre 2016 en raison de la baisse de la production nucléaire. Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont en légère hausse (+0,7 TWh).

Les ventes de gaz naturel du secteur s'élèvent à 28,4 TWh, en progression de 0,4 TWh par rapport au premier semestre 2016.

L'**EBITDA** s'établit à 242 millions d'euros, en décroissance organique de -37,2%. Cette diminution s'explique par la baisse des prix de vente captés de l'électricité et une moindre disponibilité du parc nucléaire du fait principalement de l'arrêt non programmé de la centrale de Tihange 1 du 7 septembre 2016 au 20 mai 2017. Ces effets sont en partie compensés par la bonne performance des activités de commercialisation de gaz et d'électricité ainsi que par les économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la diminution de l'EBITDA et est également impacté négativement par une hausse des charges d'amortissement résultant de l'augmentation du montant des actifs de démantèlement comptabilisée fin 2016 dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires.

4.5 France

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	8 619	10 769	-20,0%	-1,2%
EBITDA	828	938	-11,8%	-13,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(293)	(297)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	535	641	-16,6%	-21,0%

(1) Chiffre d'affaires et EBITDA 2016 y compris Entreprises et Collectivités (E&C), transféré vers le secteur Autres au 1^{er} janvier 2017.

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Ventes de gaz	56,2	60,3	-6,8%
Ventes d'électricité	17,4	18,9	-7,9%

(1) Les ventes de gaz et d'électricité ne comprennent pas au 30 juin 2016 la contribution d'E&C (cf. section 3.9).

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	0,5	2,5	(2,1)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 8 619 millions d'euros, en baisse brute de -20,0% et en baisse organique de -1,2%. La baisse brute s'explique par le transfert des activités de commercialisation de gaz et d'électricité du secteur France (Entreprises et Collectivités «E&C») vers le secteur Autres. La baisse organique provient de la moindre production d'électricité d'origine éolienne et hydraulique, que compense en partie la hausse du chiffre d'affaires dans les activités de services.

Les ventes de gaz naturel hors transfert d'E&C diminuent de -4,1 TWh dont -2,0 TWh du fait des pertes de clients particuliers liées à la pression concurrentielle et -2,1 TWh liés à l'effet température. Les ventes d'électricité hors transfert d'E&C diminuent de -1,5 TWh majoritairement en raison de la baisse de la production électrique d'origine éolienne et hydraulique partiellement compensée par la hausse des volumes d'électricité vendus sur le segment des particuliers.

L'**EBITDA** s'établit à 828 millions d'euros, en baisse de -13,7% (-128 millions d'euros) en organique, du fait des mêmes effets que sur le chiffre d'affaires, auxquels s'ajoute la bonne performance des activités de réseaux.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 535 millions d'euros, en décroissance organique de -21,0%.

4.6 Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 237	4 210	+0,6%	+2,8%
EBITDA	378	347	+9,0%	+16,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(100)	(90)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	278	257	+8,1%	+21,3%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 4 237 millions et affiche une croissance organique de +2,8% qui s'explique principalement par des effets prix positifs sur les activités de commercialisation (électricité et gaz) et de production d'électricité (First Hydro) au Royaume-Uni ainsi que par l'effet positif des conditions météorologiques sur les activités de distribution de gaz en Roumanie.

Les ventes d'électricité s'élèvent à 14,5 TWh, en recul de 0,4 TWh ⁽¹⁾ par rapport au premier semestre 2016. Les ventes de gaz, qui ont progressé de +2,5 TWh pour s'établir à 39,6 TWh, ont bénéficié des conditions météorologiques favorables en Roumanie.

(1) Intègre les ventes des cogénérations en Italie par rapport aux données publiées au 30 juin 2016 : 14.6 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 378 millions d'euros et enregistre une croissance organique de +16,2%. Cette évolution s'explique par les mêmes effets que sur le chiffre d'affaires et par les économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean 2018*.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 278 millions d'euros, en variation organique de +21,3% en lien avec l'évolution positive de l'EBITDA.

4.7 Infrastructures Europe

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 786	1 671	+6,9%	+7,0%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	3 515	3 516	0,0%	
EBITDA	1 884	1 866	+1,0%	+1,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(710)	(679)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 174	1 187	-1,1%	-1,1%

Le **chiffre d'affaires** total du secteur Infrastructures Europe, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 3 515 millions d'euros, soit un niveau équivalent à celui de fin juin 2016, du fait de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+2,8% au 1^{er} juillet 2016) et de celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+4,6% au 1^{er} avril 2016 et -3,1% au 1^{er} avril 2017) en France, partiellement neutralisée par un effet température défavorable ⁽¹⁾ et une moindre commercialisation des capacités de stockage en France.

Le chiffre d'affaires contributif atteint 1 786 millions d'euros en progression de +6,9% par rapport à 2016. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers et l'effet favorable des hausses tarifaires de 2016.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 1 884 millions d'euros, en hausse de +1,0% par rapport à l'année précédente grâce aux éléments cités pour le chiffre d'affaires ainsi qu'à des provisions moins élevées.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 1 174 millions d'euros, en baisse de 1,1% par rapport à 2016 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse du fait des mises en service chez GRTgaz (Arc de Dierrey fin 2016) et GRDF.

4.8 GEM & GNL

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 834	4 046	+19,5%	+18,6%
EBITDA	(82)	(39)	-109,3%	-84,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(27)	(46)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(110)	(85)	-29,1%	-21,5%

(1) 1,2 TWh de température froide au premier semestre 2017 et 6,2 TWh de température froide au premier semestre 2016 soit -35 millions d'euros valorisés à 7€/MWh.

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM & GNL au 30 juin 2017 s'élève à 4 834 millions d'euros, en hausse de +19,5% par rapport à fin juin 2016. Cette évolution s'explique principalement par la hausse des volumes des commodités vendus en Europe dans les activités d'achat-vente de gaz et de GNL par rapport à l'an passé.

L'**EBITDA** s'établit à -82 millions d'euros, en baisse par rapport à fin juin 2016, principalement du fait de marges d'achat-vente plus faibles et des difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France en janvier 2017. Ces effets ont été partiellement compensés par l'impact positif de la révision des prix d'un contrat d'approvisionnement de GNL conclue récemment et par des économies de coûts réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à -110 millions d'euros à fin juin 2017, en décroissance brute et organique, en lien avec l'EBITDA.

4.9 Autres

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 363	1 615	+108,2%	-7,7%
EBITDA	96	(92)	+204,3%	+224,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(234)	(238)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(138)	(330)	+58,0%	+65,7%

(1) Chiffre d'affaires et EBITDA 2016 hors Entreprises et Collectivités (E&C), transféré vers le secteur Autres au 1^{er} janvier 2017.

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Ventes de gaz en France	25,0	29,5	-15,3%
Ventes d'électricité en France	24,5	25,2	-2,7%

(1) Les données au 30 juin 2016 incluent les volumes comptabilisés par E&C intégré au secteur reportable Autres au 1^{er} janvier 2017.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	30 juin 2017	30 juin 2016	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	0,1	0,8	(0,7)

Le secteur Autres englobe les activités de (i) la BU Génération Europe, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT, de Solairedirect, ainsi que les activités de *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe ou la contribution de l'entreprise associée SUEZ. A compter du 1^{er} janvier 2017, le segment Autres intègre également les activités de commercialisation du gaz et d'électricité vis-à-vis des professionnels en France, anciennement comptabilisées dans le secteur France.

Le **chiffre d'affaires** s'établit à 3 363 millions d'euros, en augmentation brute de 108% et en baisse organique de -7,7%. Les effets non organiques proviennent pour l'essentiel du transfert interne des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux professionnels en France au 1^{er} janvier 2017, compensé partiellement par la cession des activités de génération thermique en Pologne. La décroissance organique provient de la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France du fait des pertes de clients, de l'impact de la fermeture en juin 2016 de la centrale de Rugeley au Royaume-Uni, en partie compensés par la meilleure performance des centrales à gaz.

Les ventes de gaz naturel diminuent de -4,5 TWh dont -0,7 TWh liés à l'effet température et -3,8 TWh du fait de la forte pression concurrentielle. ENGIE dispose d'une part de marché de 22% sur le marché d'affaires contre 25% fin 2016. Les ventes d'électricité sont en baisse de -0,7 TWh à 24,5 TWh, reflétant la cession en mars 2017 des actifs thermiques en Pologne et la fermeture en juin 2016 de la centrale de Rugeley en partie compensées par un meilleur niveau de production des centrales à gaz en Europe et par le développement sur le segment des professionnels en France.

L'**EBITDA** s'élève à 96 millions d'euros, en croissance brute et organique par rapport à fin juin 2016, du fait principalement de la bonne performance des activités de génération thermique en Europe avec la hausse des marges captées constatée.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -138 millions d'euros, en hausse brute et organique, en lien avec celle de l'EBITDA.

5 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3 036	3 174	-4,4%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(790)	528	
Pertes de valeur	3	(394)	
Restructurations	(476)	(132)	
Effets de périmètre	620	196	
Autres éléments non récurrents	306	(138)	
Résultat des activités opérationnelles	2 698	3 234	-16,6%
Résultat financier	(626)	(675)	
Impôts sur les bénéfices	(366)	(898)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 706	1 660	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(3)	(63)	
RÉSULTAT NET	1 703	1 597	+6,6%
Résultat net part du Groupe	1 281	1 237	
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	<i>1 288</i>	<i>1 281</i>	
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	<i>(7)</i>	<i>(44)</i>	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	422	360	
<i>dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>418</i>	<i>379</i>	
<i>dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>4</i>	<i>(19)</i>	

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 698 millions d'euros contre 3 234 millions d'euros au 30 juin 2016. Au-delà de l'évolution du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, la variation s'explique essentiellement par (i) l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (ii) des charges de restructurations plus importantes, (iii) partiellement compensés par des gains enregistrés sur des cessions d'actifs et de titres disponibles à la vente et (iv) de moindres pertes de valeur comptabilisées par rapport au premier semestre 2016.

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact négatif de -790 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 +528 millions d'euros au 30 juin 2016. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions, partiellement compensés par des effets nets positifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2016 ;
- des pertes de valeur nettes de +3 millions d'euros, contre -394 millions d'euros au 30 juin 2016 (cf. Note 5.1.2) ;
- des charges de restructuration de -476 millions d'euros (contre -132 millions d'euros au 30 juin 2016), comprenant principalement les coûts liés au programme de performance *Lean* 2018 sur les fonctions siège du Groupe ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à +620 millions d'euros, comprenant notamment les gains enregistrés sur la cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis pour 540 millions d'euros et la cession de la centrale de production d'électricité Polaniec pour 57 millions d'euros (cf. Note 2.2) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de +306 millions d'euros (contre -138 millions d'euros au 30 juin 2016) comprenant notamment le résultat de cession de la participation de 10% du Groupe dans la société Petronet LNG en Inde s'élevant à 349 millions d'euros (cf. Note 2.2).

L'amélioration du **résultat financier** (-626 millions d'euros au 30 juin 2017 contre -675 millions d'euros au 30 juin 2016) résulte principalement de la baisse du coût de la dette.

La **charge d'impôt** au 30 juin 2017 s'établit à -366 millions d'euros (contre -898 millions d'euros au 30 juin 2016). Le taux effectif d'impôt s'élève à 19,2% au 30 juin 2017 contre 39,0% au 30 juin 2016. La baisse du taux effectif d'impôt provient essentiellement des plus-values de cessions significatives non fiscalisées en 2017 partiellement compensées par

l'augmentation des pertes non fiscalisées aux Pays-Bas. Une fois retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit 30,6%, en retrait par rapport au taux effectif récurrent à fin juin 2016 (33,4%).

Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +418 millions d'euros, contre +379 millions d'euros au juin 2016. L'augmentation résulte d'une amélioration des résultats opérationnels notamment en Amérique Latine, de reprises de pertes de valeur au Royaume-Uni, compensant la plus-value de cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) réalisée en 2016 au Chili.

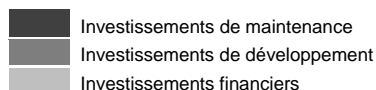
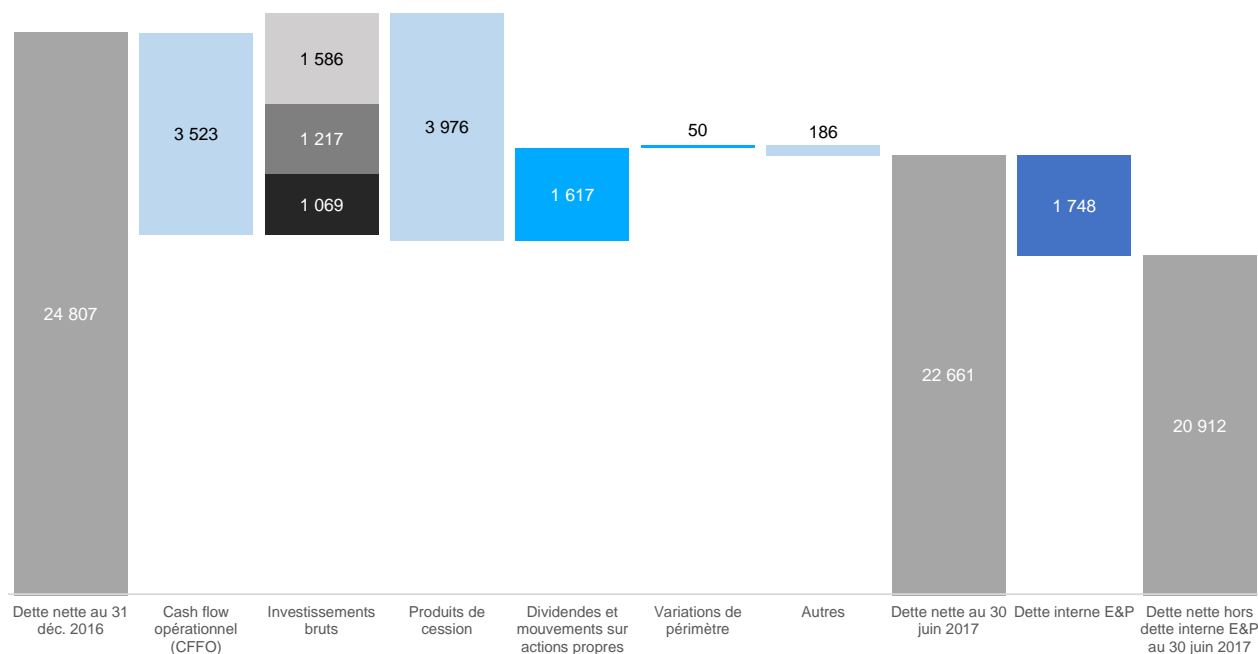
6 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La dette nette s'établit à 22,7 milliards d'euros, soit une réduction de 2,1 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2016. Cette amélioration s'explique principalement par la génération de *cash flow* des opérations sur l'exercice (3,5 milliards d'euros) et par les effets du programme de rotation de portefeuille (3,9 milliards d'euros) avec notamment la finalisation de la vente du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique *merchant* aux États-Unis et en Pologne, la cession d'une participation dans Opus Energy au Royaume-Uni et la cession de la participation dans Petronet LNG en Inde. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur la période (3,9 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 (0,3 milliard d'euros) ainsi que le paiement du coupon de l'hybride (0,1 milliard d'euros).

La dette nette hors dette interne E&P s'élève à 20 912 millions d'euros contre 23 080 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette (hors dette interne E&P) sur EBITDA s'établit au 30 juin 2017 à 2,20 :

En millions d'euros	30 juin 2017	31 déc. 2016
Dette nette hors dette interne E&P	20 912	23 080
EBITDA (sur 12 mois glissants)	9 486	9 491
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,20	2,43

6.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

Le *cash flow* des opérations (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 3,5 milliards d'euros, en recul de 1,1 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2016. Cette évolution comprend une génération de *cash flow* opérationnel solide mais pénalisée par des charges de restructuration en hausse, par le règlement de litiges et par une moindre variation du besoin en fonds de roulement (BFR), principalement liée aux évolutions du stock de gaz en France, les températures ayant été moins froides ce semestre-ci que l'an passé.

6.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 3 872 millions d'euros et comprennent :

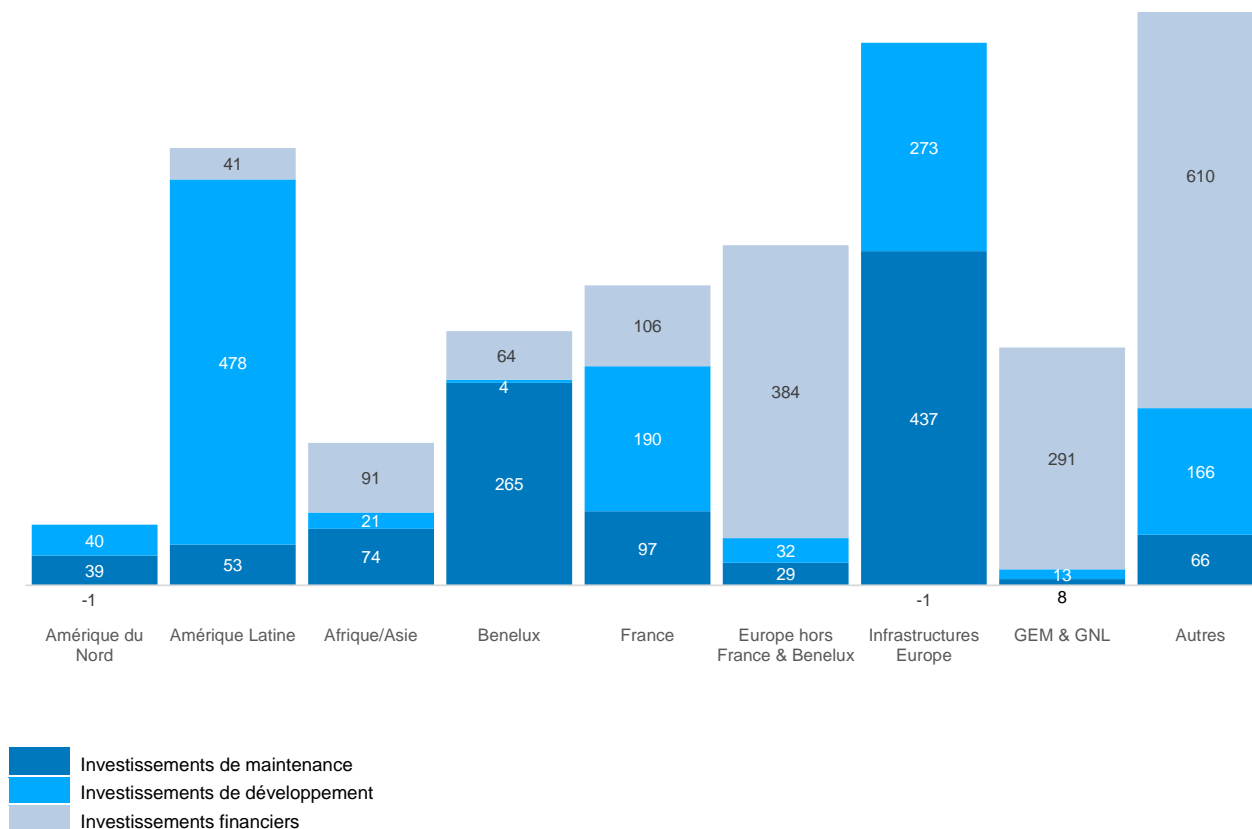
- des investissements financiers pour 1 586 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition de Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni (392 millions d'euros), d'Icomera en Suède (119 millions d'euros) et des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (220 millions d'euros) ; (ii) du versement des augmentations de capital souscrites sur SUEZ (244 millions d'euros) et Jirau (155 millions d'euros) et (iii) de l'augmentation de 105 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 1 217 millions d'euros, dont 478 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales thermiques et développement de champs éoliens et photovoltaïques au Brésil et au Chili), 273 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe (projets de fluidification et de développement du réseau de transport de gaz en France), 190 millions d'euros sur le secteur France (principalement projets renouvelables) et enfin 146 millions d'euros pour le développement de projets photovoltaïque de Solairedirect principalement en Inde et en France ;
- et des investissements de maintenance de 1 069 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant *cash* de 3 976 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses actifs de production thermique *merchant* aux États-Unis pour 3 085 millions d'euros, de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne pour 292 millions d'euros, de la participation de 10% dans Petronet LNG en Inde pour 432 millions d'euros, ainsi que de sa participation de 30% dans Opus Energy au Royaume-Uni pour 122 millions d'euros.

En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-50 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 55 millions d'euros.

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

En millions d'euros



6.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 1 617 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 213 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2016 versé en mai 2017 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 287 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 85 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.4 Endettement net au 30 juin 2017

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 72% en euros, 17% en dollars américains et 5% en livres sterling au 30 juin 2017.

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

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,8 ans.

Au 30 juin 2017, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,4 milliards d'euros.

7 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	31 déc. 2016	Variation nette
Actifs non courants	91 853	98 905	(7 051)
<i>dont goodwill</i>	17 883	17 372	511
<i>dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	59 062	64 378	(5 316)
<i>dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	6 627	6 624	4
Actifs courants	54 333	59 595	(5 261)
<i>dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	5 930	3 506	2 425
Capitaux propres	43 833	45 447	(1 615)
Provisions	20 822	22 208	(1 386)
Dettes financières	35 870	36 950	(1 079)
Autres passifs	45 662	53 895	(8 233)
<i>dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	3 267	300	2 967

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 59,1 milliards d'euros, en baisse de -5,3 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette variation résulte pour l'essentiel du classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies» (-4,4 milliards d'euros) (cf. Note 2.1.1), des amortissements (-2,1 milliards d'euros), des écarts de conversion (-1,2 milliard d'euros), partiellement compensés par les acquisitions et développements de la période (+2,6 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont en hausse de +0,5 milliard d'euros à 17,9 milliards d'euros essentiellement à la suite des acquisitions de Keepmoat Regeneration (+0,4 milliard d'euros), des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (+0,1 milliard d'euros) et d'Icomera (+0,1 milliard d'euros), partiellement compensées par des écarts de conversion (-0,2 milliard d'euros).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 43,8 milliards d'euros, en baisse de -1,6 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-1,5 milliard d'euros, dont 1,2 milliard d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,3 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle) et des autres éléments du résultat global.

Les **provisions** s'élèvent à 20,8 milliards d'euros, en baisse de 1,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette diminution provient principalement pour -1,3 milliard d'euros de l'impact lié au classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 2.1.1).

Les actifs et passifs reclassés sur les lignes «**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**» et «**Passifs directement liés à des actifs comme détenus en vue de la vente**» se rapportent au 30 juin 2017 aux activités d'exploration-production suite à leur classement en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe et au 31 décembre 2016, au portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne cédés au cours du premier semestre 2017 (cf. Note 2.1).

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 2016 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2017.

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

La section facteurs de risque (Chapitre 2) du Document de Référence 2016 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 8 et la Note 9 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2017.

Les risques et incertitudes relatifs à la valeur comptable des *goodwills*, immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés dans la Note 5.1.2 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2017 et dans la Note 8.2 des états financiers consolidés 2016.

La Note 2.1.1 présente par ailleurs le projet de cession des activités d'exploration-production, transaction considérée comme hautement probable et dont la finalisation, attendue d'ici la fin du premier semestre 2018, est conditionnée à la levée des conditions suspensives.

A l'exception de ces points et de ceux mentionnés dans la section 2 «Perspectives», il n'est pas anticipé de risques ou incertitudes significatifs 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

En millions d'euros	Notes	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	4.2	33 098	32 574
Achats		(18 898)	(18 224)
Charges de personnel		(5 068)	(5 149)
Amortissements, dépréciations et provisions		(1 771)	(1 897)
Autres charges opérationnelles		(5 141)	(5 031)
Autres produits opérationnels		645	648
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		2 866	2 921
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4.2	169	253
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	4.2	3 036	3 174
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(790)	528
Pertes de valeur		3	(394)
Restructurations		(476)	(132)
Effets de périmètre		620	196
Autres éléments non récurrents		306	(138)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5.1	2 698	3 234
Charges financières		(1 109)	(1 106)
Produits financiers		483	430
RÉSULTAT FINANCIER	5.2	(626)	(675)
Impôt sur les bénéfices	5.3	(366)	(898)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 706	1 660
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(3)	(63)
RÉSULTAT NET		1 703	1 597
Résultat net part du Groupe		1 281	1 237
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		1 288	1 281
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		(7)	(44)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		422	360
<i>dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		418	379
<i>dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		4	(19)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)		0,50	0,48
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,50	0,50
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,00	(0,02)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)		0,50	0,48
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,50	0,50
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,00	(0,02)

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

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 2017	30 juin 2017 Quote-part du Groupe	30 juin 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2016	30 juin 2016 Quote-part du Groupe	30 juin 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		1 703	1 281	422	1 597	1 237	360
Actifs financiers disponibles à la vente	7.1	(398)	(397)	-	170	170	-
Couverture d'investissement net		262	262	-	95	95	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		282	271	11	(520)	(510)	(10)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		37	31	6	(94)	(62)	(32)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(133)	(128)	(5)	226	210	17
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(62)	(62)	-	(131)	(131)	-
Écarts de conversion		(1 843)	(1 608)	(235)	(13)	(53)	40
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(10)	(7)	(3)	(172)	(120)	(52)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(1 863)	(1 637)	(226)	(439)	(403)	(36)
Pertes et gains actuariels		98	82	16	(1 608)	(1 518)	(89)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels		(33)	(30)	(3)	492	463	28
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		22	22	-	-	-	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(1)	(1)	-	(35)	(25)	(11)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		86	73	13	(1 150)	(1 079)	(71)
RÉSULTAT GLOBAL		(75)	(283)	208	8	(245)	253

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 2017	31 déc. 2016
Actifs non courants			
Goodwills	6	17 883	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	6	6 126	6 639
Immobilisations corporelles nettes	6	52 936	57 739
Titres disponibles à la vente	7.1	2 668	2 997
Prêts et créances au coût amorti	7.1	2 302	2 250
Instruments financiers dérivés	7.1	1 938	3 603
Participations dans les entreprises mises en équivalence		6 627	6 624
Autres actifs		376	431
Impôts différés actif		998	1 250
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		91 853	98 905
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	7.1	590	595
Instruments financiers dérivés	7.1	5 611	9 047
Clients et autres débiteurs	7.1	18 176	20 835
Stocks		3 414	3 656
Autres actifs		7 956	10 692
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	7.1	1 727	1 439
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7.1	10 928	9 825
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2.1	5 930	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS		54 333	59 595
TOTAL ACTIF		146 187	158 499

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 2017	31 déc. 2016
Capitaux propres part du Groupe		38 018	39 578
Participations ne donnant pas le contrôle		5 814	5 870
TOTAL CAPITAUX PROPRES		43 833	45 447
Passifs non courants			
Provisions		18 184	19 461
Dettes financières	7.2	23 544	24 411
Instruments financiers dérivés	7.2	2 299	3 410
Autres passifs financiers	7.2	73	200
Autres passifs		1 071	1 203
Impôts différés passif		6 128	6 775
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		51 299	55 461
Passifs courants			
Provisions		2 638	2 747
Dettes financières	7.2	12 327	12 539
Instruments financiers dérivés	7.2	5 305	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	7.2	13 696	17 075
Autres passifs		13 823	15 702
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2.1	3 267	300
TOTAL PASSIFS COURANTS		51 055	57 591
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		146 187	158 499

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

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 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				(1 198)					(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

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

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	2 435	32 506	1 967	3 273	(1 137)	1 296	(761)	39 578	5 870	45 447
Résultat net				1 281					1 281	422	1 703
Autres éléments du résultat global				73		73	(1 710)		(1 564)	(214)	(1 777)
RÉSULTAT GLOBAL				1 354	-	73	(1 710)	-	(283)	208	(75)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				18					18	-	18
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾				(1 213)					(1 213)	(315)	(1 528)
Achat/vente d'actions				(19)				24	5	-	5
Coupons des titres super-subordonnés					(85)				(85)	-	(85)
Transactions entre actionnaires				(3)					(3)	2	(1)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				3					3	-	3
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	48	48
Autres variations				(2)					(2)	2	-
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2017	2 435 285 011	2 435	32 506	2 105	3 188	(1 064)	(414)	(737)	38 019	5 814	43 833

(1) L'Assemblée Générale du 12 mai 2017 a décidé la distribution d'un dividende de 1,00 euro par action au titre de l'exercice 2016. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,10 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2016, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital. Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 14 octobre 2016 pour un montant de 1 198 millions d'euros, le Groupe a réglé en numéraire le 18 mai 2017, pour un montant de 1 213 millions d'euros, le solde du dividende de 0,50 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,60 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

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 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 703	1 597
- Résultat net des activités non poursuivies		(3)	(63)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 706	1 660
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(169)	(253)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		276	276
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		1 778	2 382
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(967)	(185)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		790	(528)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		18	3
- Charge d'impôt		366	898
- Résultat financier		626	675
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		4 425	4 928
+ Impôt décaissé		(555)	(385)
Variation du besoin en fonds de roulement		(135)	366
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 736	4 909
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		259	(116)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		3 995	4 793
Investissements corporels et incorporels	3.5	(2 286)	(2 190)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3.5	(572)	(353)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	3.5	(555)	(66)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	3.5	(178)	(49)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		30	42
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		3 308	1 111
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		118	62
Cessions de titres disponibles à la vente		444	48
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		(13)	26
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		144	94
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	3.5	(50)	6
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		390	(1 267)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(271)	(424)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		119	(1 692)
Dividendes payés ⁽²⁾		(1 622)	(1 567)
Remboursement de dettes financières		(2 447)	(3 725)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(298)	(456)
Intérêts financiers versés		(422)	(458)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		53	63
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(226)	(17)
Augmentation des dettes financières		2 231	2 237
Augmentation/diminution de capital		48	1
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		-	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle		5	1
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	3.5	(220)	(2)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(2 898)	(3 923)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		5	68
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(2 892)	(3 855)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(134)	95
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		37	1
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		1 124	(657)
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(21)	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		9 825	9 183
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		10 928	8 526

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 85 millions d'euros au 30 juin 2017 (87 millions d'euros au 30 juin 2016).

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.....	36
Note 2	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	40
Note 3	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	47
Note 4	INFORMATION SECTORIELLE.....	51
Note 5	COMPTE DE RÉSULTAT.....	55
Note 6	GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS.....	60
Note 7	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	61
Note 8	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	65
Note 9	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	68
Note 10	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	72
Note 11	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	73
Note 12	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE.....	74

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 27 juillet 2017, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2017 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 2017, 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 2016, 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 2016 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2017 ⁽²⁾

- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie* : Initiative concernant les informations à fournir.
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat* : *Comptabilisation d'impôts différés actifs au titre de pertes non réalisées*.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016 ⁽³⁾.

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.

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

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

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

1.1.2.1 Normes IFRS 9, 15 et 16

Le Groupe a poursuivi très activement ses projets d'implémentation des trois nouvelles normes, IFRS 9 – *Instruments Financiers*, IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* et IFRS 16 – *Contrats de location*. Pour chacune des trois normes, des projets Groupe ont été initiés précédemment et se sont poursuivis au cours du premier semestre. La guidance a été établie et les programmes de formation ont continué à être déployés dans les entités du Groupe. La préparation de comptes comparatifs 2017 est en cours afin de faciliter l'appropriation des nouveaux principes et l'adaptation des systèmes informatiques, ce qui doit conduire à assurer une première application cohérente à travers le Groupe. Cet exercice devrait également permettre de communiquer, début 2018, les impacts chiffrés de la transition vers les nouvelles normes.

- IFRS 9 – *Instruments financiers*

Le projet d'implémentation a été structuré autour des trois volets de la nouvelle norme.

Pour le premier volet, «classification et évaluation», le principal impact attendu concerne la reclassification des titres disponibles à la vente, actuellement reconnus à la juste valeur par capitaux propres. Conformément à IFRS 9, ils seront essentiellement comptabilisés soit en instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres ou par résultat, soit en instruments de dette évalués à la juste valeur par capitaux propres ou par résultat. Il n'y a pas d'impact significatif anticipé autre que la présentation de ces actifs financiers.

Pour le second volet, «dépréciation», le principal impact attendu concerne une augmentation des dépréciations à la date de transition. Cette augmentation s'explique par le principe d'anticipation, sous IFRS 9, des pertes de crédit attendues. Il en résulte notamment la comptabilisation de dépréciations sur des créances avant même leur arrivée à échéance. Après la transition, le Groupe ne s'attend pas à des impacts récurrents très significatifs sur le compte de résultat, sauf en cas de nouvelles expositions significatives résultant par exemple d'investissements ou en cas de crise financière.

Le Groupe est également concerné par le troisième volet, «comptabilité de couverture», et plus particulièrement par les aspects relatifs aux couvertures des risques liés à l'endettement. Il n'anticipe pas, à ce stade, d'impact significatif.

Cette norme sera appliquée par le Groupe à compter de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2018.

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

Les travaux réalisés dans le cadre du projet Groupe ont conduit à identifier, sur l'ensemble des sujets pouvant avoir un impact sur la manière de comptabiliser le chiffre d'affaires dans les différents secteurs d'activités du Groupe, deux thématiques susceptibles d'avoir un impact significatif sur le chiffre d'affaires consolidé.

Dans certains pays où le Groupe est commercialisateur d'énergie sans en être le distributeur (notamment en Belgique), l'analyse, selon IFRS 15, peut amener à ne reconnaître en chiffre d'affaires que la vente d'énergie. Ce traitement conduira à une diminution limitée (estimée à moins de 5% en 2016) du chiffre d'affaires, sans impact sur la marge énergie.

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

Cette norme sera appliquée par le Groupe à compter de l'exercice ouvert le 1^{er} janvier 2018.

- IFRS 16 – *Contrats de location* ⁽¹⁾.

Les travaux liés à la première application de cette norme se sont poursuivis durant le premier semestre 2017.

L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location au sens de la nouvelle norme, sans distinction entre contrats de «location simple», actuellement repris en engagements hors bilan (cf. *Note 22 des états financiers consolidés 2016*) et contrats de «location-financement».

Au terme de la phase de recensement des contrats de location au niveau de l'ensemble du Groupe, leur analyse au regard des critères du nouveau texte a été réalisée. Les estimations des impacts sur les comptes consolidés sont en cours d'établissement.

Les développements des systèmes informatiques font actuellement l'objet de travaux spécifiques, notamment pour ce qui concerne la configuration d'un outil de gestion permettant de se conformer aux critères d'IFRS 16, capable de supporter le traitement d'une volumétrie importante de contrats de location.

1.1.2.2 Autres normes, amendements ou interprétations

- Amendements IFRS 2 – *Paiement fondé sur des actions : Classement et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions* ⁽¹⁾.
- IFRIC 22 – *Transactions en monnaie étrangère et contrepartie anticipée* ⁽¹⁾.
- IFRIC 23 – *Positions fiscales incertaines* ⁽¹⁾.
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* ⁽¹⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces normes, amendements et interprétations 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 qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et 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 immobilisations corporelles et incorporelles ;

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

- 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 ;
- 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 2016.

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 2017 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2017.

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 Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies

Au 30 juin 2017, 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 5 930 et 3 267 millions d'euros.

En millions d'euros	30 juin 2017	31 déc. 2016
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	4 367	3 153
Autres actifs	1 563	353
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	5 930	3 506
<i>dont Actifs des activités non poursuivies</i>	<i>5 930</i>	<i>-</i>
Dettes financières	12	-
Autres passifs	3 255	300
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	3 267	300
<i>dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies</i>	<i>3 267</i>	<i>-</i>

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016 (portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis ; centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne) ont été cédés au cours du premier semestre 2017 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées au cours du premier semestre 2017»).

Les actifs et passifs présentés au 30 juin 2017 sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière se rapportent exclusivement aux activités d'exploration-production.

Ces activités destinées à être cédées sont par ailleurs présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe dans la mesure où, elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 - *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. En conséquence, le résultat net généré par les activités d'exploration-production est présenté sur une ligne distincte après le résultat des activités poursuivies. Cette présentation distincte au compte de résultat s'applique également aux données comparatives de l'exercice précédent.

2.1.1 Projet de cession des activités d'exploration-production

Le 11 mai 2017, le Groupe est entré en négociation exclusive avec Neptune Energy pour la vente de l'intégralité de sa participation de 70% dans sa filiale ENGIE E&P International (EPI), après avoir reçu de ce dernier une offre d'achat ferme et irrévocable.

EPI regroupe l'ensemble des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe ENGIE. Le périmètre des activités d'EPI est constitutif, à lui seul, du secteur reportable Exploration & Production (cf. Note 6 des états financiers consolidés au 31 décembre 2016). Neptune Energy est une entreprise basée au Royaume-Uni, soutenue par des fonds conseillés par The Carlyle Group et CVC Partners, et par un fonds souverain, dont l'activité consiste à investir dans des activités amont de pétrole et de gaz.

Cette transaction devrait conduire à réduire l'endettement net du Groupe à hauteur de 2,4 milliards d'euros.

Le Groupe considère cette transaction comme hautement probable et s'attend à la finaliser d'ici à la fin du premier trimestre 2018. Ce jugement est fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'offre d'achat reçue, ainsi que sur la nature des conditions suspensives qui seront à lever à l'issue du processus en cours de consultation des instances représentatives du personnel. En conséquence, le Groupe a procédé au classement d'EPI en «Activités non poursuivies» à la date du 11 mai 2017. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 30 juin 2017, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2016 ;

- le résultat net des activités non poursuivies réalisé sur le premier semestre 2017 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée «Résultat net des activités non poursuivies». Les données comparatives du compte de résultat au 30 juin 2016 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»);
- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 30 juin 2017. Les données comparatives de l'état du résultat global au 30 juin 2016 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»);
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies réalisés sur le semestre, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 30 juin 2017. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 30 juin 2016 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

2.1.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016
Chiffre d'affaires	910	976
Achats	(83)	(89)
Charges de personnel	(104)	(120)
Amortissements, dépréciations et provisions	(145)	(298)
Autres charges opérationnelles	(173)	(226)
Autres produits opérationnels	44	65
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	450	307
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5	6
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	455	313
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	2	(12)
Pertes de valeur	(143)	(147)
Restructurations	-	(1)
Effets de périmètre	-	-
Autres éléments non récurrents	-	(5)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	315	148
Charges financières	(45)	(30)
Produits financiers	24	8
RÉSULTAT FINANCIER	(20)	(22)
Impôt sur les bénéfices	(298)	(190)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(3)	(63)
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	(7)	(44)
Résultat net des activités non poursuivies attribuable à des participations ne donnant pas le contrôle	4	(19)

Le chiffre d'affaires réalisé par EPI auprès de sociétés du Groupe ENGIE s'établit à 80 millions d'euros au 30 juin 2017 (contre 46 millions d'euros au 30 juin 2016).

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, ENGIE a arrêté de comptabiliser l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles d'EPI à compter du 11 mai 2017. Au 30 juin 2017, l'économie ainsi générée en matière de dotations aux amortissements s'élève à 67 millions d'euros avant impôt.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2017 pour 143 millions d'euros sont essentiellement liées à la décision du Groupe de ne pas poursuivre l'exploitation d'une licence d'exploration d'un champ gazier en Mer Caspienne. La licence, ainsi que les coûts capitalisés relatifs à ce projet, ont par conséquent été intégralement dépréciés. Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2016 pour 147 millions d'euros portaient principalement sur des actifs de production et des licences d'exploration en Mer du Nord, en Indonésie et en Egypte.

Le résultat financier au 30 juin 2017 comprend 18 millions de charges d'intérêts au titre de la dette nette contractée par EPI vis-à-vis du groupe ENGIE (contre 14 millions d'euros au 30 juin 2016).

Par ailleurs, le résultat net des activités non poursuivies inclut à hauteur de 17 millions d'euros les coûts spécifiquement encourus dans le cadre de la transaction avec Neptune Energy.

Résultat global des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2017 Quote-part du Groupe	30 juin 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2016	30 juin 2016 Quote-part du Groupe	30 juin 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT DES ACTIVÉS NON POURSUIVIES	(3)	(7)	4	(63)	(44)	(19)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	221	155	66	(328)	(230)	(98)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(85)	(59)	(25)	144	100	43
Écarts de conversion	(146)	(102)	(44)	13	9	4
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(10)	(7)	(3)	(172)	(120)	(52)
Pertes et gains actuariels	(1)	(1)	-	(51)	(36)	(15)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	1	-	-	16	11	5
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(1)	(1)	-	(35)	(25)	(11)
RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVÉS NON POURSUIVIES	(14)	(15)	1	(270)	(189)	(81)

Le solde des gains et pertes reconnus en capitaux propres au 30 juin 2017 s'élève à 77 millions d'euros (dont 54 millions d'euros en quote-part du Groupe), et inclut :

- des éléments non recyclables en compte de résultat, essentiellement les gains et pertes actuariels sur les engagements de retraites pour un montant net d'impôts de -99 millions d'euros (dont -69 millions d'euros en quote-part du Groupe) ;
- des éléments recyclables en compte de résultat, principalement les écarts de conversion pour 168 millions d'euros (dont 118 millions d'euros en quote-part du Groupe).

Actifs et passifs des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2017
Actifs non courants	
Goodwills	32
Immobilisations incorporelles nettes	380
Immobilisations corporelles nettes	3 987
Titres disponibles à la vente	20
Prêts et créances au coût amorti	3
Participations dans les entreprises mises en équivalence	16
Autres actifs	11
Impôts différés actif	204
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	4 655
Actifs courants	
Instruments financiers dérivés	2
Clients et autres débiteurs	193
Stocks	69
Autres actifs	989
Trésorerie et équivalents de trésorerie	21
TOTAL ACTIFS COURANTS	1 276
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	5 930

En millions d'euros	30 juin 2017
Passifs non courants	
Provisions	1 290
Dettes financières	5
Autres passifs	32
Impôts différés passif	756
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	2 081
Passifs courants	
Provisions	19
Dettes financières	7
Instruments financiers dérivés	1
Fournisseurs et autres créanciers	377
Autres passifs	781
TOTAL PASSIFS COURANTS	1 185
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS A DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	3 267

Par ailleurs, la dette nette d'EPI contractée vis-à-vis du Groupe (exclue des éléments ci-dessus) s'élève à 1 748 millions d'euros au 30 juin 2017.

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016
RÉSULTAT NET	(3)	(63)
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	600	592
Variation du besoin en fonds de roulement	(60)	(330)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	259	(116)
Investissements corporels et incorporels	(362)	(424)
Autres	91	-
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(271)	(424)
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	5	68
Opérations avec ENGIE sur les emprunts	(89)	433
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(84)	501
Effet des variations de change et divers	37	1
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(59)	(38)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	81	87
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	21	49

2.2 Cessions réalisées au cours du premier semestre 2017

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 des principales cessions et accords de cessions sur l'endettement net du Groupe au 30 juin 2017 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 2017 relatives à des « Actifs destinés à être cédés » au 31 décembre 2016	3 377	(3 338)
Cession du portefeuille de centrales thermiques <i>merchant</i> (États-Unis)	3 085	(3 098)
Cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec (Pologne)	292	(240)
Opérations du premier semestre 2017	558	(538)
Cession de la participation de 30% dans Opus Energy (Royaume-Uni)	122	(122)
Cession de la participation de 10% dans Petronet LNG (Inde)	436	(428)
Classement des activités d'exploration-production en « Activités non poursuivies »		12
Autres opérations de cession individuellement non significatives		(58)
TOTAL		(3 934)

A cet effet de réduction de l'endettement net de 3 934 millions d'euros au 30 juin 2017 s'ajoutent les effets de réduction d'endettement net de 3 992 et de 193 millions d'euros constatées respectivement au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 8 119 millions d'euros.

2.2.1 Cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis

Le 7 février 2017, le Groupe a finalisé la cession de son portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, représentant 8,7 GW de capacités installées (à 100%) et opérant sur les marchés d'Ercot, PJM et New England. Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 3 294 millions de dollars américains (soit 3 085 millions d'euros) correspondant au prix de cession de ce portefeuille de centrales, selon les termes de l'accord de cession conclu le 24 février 2016 entre le Groupe et le consortium formé par Dynegy et ECP.

Au 30 juin 2017, cette opération se traduit par la constatation d'un résultat de cession de 540 millions d'euros, dont 513 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net), ainsi que par une réduction de l'endettement net du Groupe de 3 098 millions d'euros.

Cette transaction met un point final au processus de cession 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 ce portefeuille d'actifs était hautement probable, et avait donc procédé à son classement en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » (cf. Note 4.1 « Actifs destinés à être cédés » des états financiers consolidés au 31 décembre 2015). Une perte de valeur de 1 111 millions d'euros avait été comptabilisée au 31 décembre 2015 sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés, tandis que le classement en « Actifs destinés à être cédés » contribuait à réduire l'endettement net du Groupe de 193 millions d'euros à cette même date.

Au 31 décembre 2016, le Groupe avait finalisé la cession des actifs de production hydroélectriques *merchant*, opération se traduisant par une réduction de l'endettement net de 861 millions d'euros. En outre, une perte de valeur complémentaire de 238 millions d'euros avait été comptabilisée par le Groupe sur le solde du portefeuille non cédé au 31 décembre 2016, à savoir les centrales thermiques *merchant*, et qui demeurait classé en « Actifs destinés à être cédés » (cf. Note 4.1.1 « Cession d'une partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis » des états financiers consolidés au 31 décembre 2016).

2.2.2 Cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec (Pologne)

Le 14 mars 2017, le Groupe a finalisé la cession à Enea, *utility* détenue par l'État polonais, de 100% de sa filiale ENGIE Energia Polska, société détenant la centrale de production d'électricité de Polaniec, en Pologne. Cette centrale est constituée de sept unités charbon et d'une unité biomasse, représentant une capacité installée totale de 1,9 GW. Le Groupe a reçu un paiement de 292 millions d'euros correspondant au prix de cession de l'intégralité de sa participation dans ENGIE Energia Polska.

Au 30 juin 2017, cette opération se traduit par la constatation d'un résultat de cession de 57 millions d'euros, dont 59 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net), ainsi que par une réduction de l'endettement net du Groupe de 240 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, le Groupe avait considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et avait donc procédé au classement de cette centrale en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Une perte de valeur de 375 millions d'euros avait alors été comptabilisée sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016).

2.2.3 Cession de la participation de 30% dans Opus Energy (Royaume-Uni)

Le 10 février 2017, le Groupe (via sa filiale International Power Ltd) a cédé au groupe Drax l'intégralité de sa participation de 30% dans Opus Energy, société consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe, et dont l'activité principale est la commercialisation d'électricité et de gaz auprès de clients professionnels sur le marché britannique.

Le Groupe a reçu un paiement de 105 millions de livres sterling (soit 122 millions d'euros) correspondant au prix de cession de sa participation de 30% dans Opus Energy. Le résultat de cession s'élève à 21 millions d'euros.

2.2.4 Cession de la participation de 10% dans Petronet LNG (Inde)

Le 8 juin 2017, le Groupe a cédé sur le marché de la Bourse de Bombay l'intégralité de sa participation de 10% dans la société indienne Petronet LNG Ltd, importateur de gaz naturel liquéfié (GNL) et opérateur d'infrastructures de regazéification. Le Groupe a reçu un paiement de 436 millions d'euros, correspondant au prix de cession de ses titres sur le marché boursier.

Le résultat de cession sur ces titres disponibles à la vente s'élève à 349 millions d'euros, dont 357 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global».

2.3 Acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2017

2.3.1 Acquisition de Keepmoat Regeneration (Royaume-Uni)

Le 28 avril 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition de 100% de la société Keepmoat Regeneration, leader sur le marché britannique des services de rénovation pour les collectivités locales. Keepmoat Regeneration est spécialisée dans la conception, la rénovation et l'amélioration des bâtiments. Cette transaction a été réalisée sur la base d'un prix de 331 millions de livres sterling (soit 392 millions d'euros).

Au 30 juin 2017, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire. Le *goodwill* provisoire s'élève à 434 millions d'euros.

2.3.2 Acquisition d'Icomera (Suède)

Le 15 juin 2017, le Groupe (via sa filiale ENGIE Ineo) a finalisé l'acquisition de 100% de la société suédoise Icomera AB, spécialisée dans le développement de solutions de communication embarquées multiservices destinées aux voyageurs et aux opérateurs de transport. Le Groupe a procédé à un investissement global de 119 millions d'euros.

Au 30 juin 2017, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire. Le *goodwill* provisoire s'élève à 111 millions d'euros.

2.3.3 Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (France)

Le 4 avril 2017, le Groupe a signé un accord avec SOPER portant sur l'acquisition de la participation ne donnant pas le contrôle de 41% détenue par ce dernier dans La Compagnie du Vent, pour un prix de 220 millions d'euros. Cette transaction entre actionnaires est devenue effective le 19 juin 2017, suite à la levée des conditions suspensives.

La conclusion de cet accord a entraîné au préalable une augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, et dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* pour 131 millions d'euros en application des principes comptables du Groupe (cf. Note 1.4.11.2 «*Passifs financiers*» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016). Au 30 juin 2017, le passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) est intégralement soldé.

Le Groupe, SOPER et Jean-Michel Germa se sont par ailleurs engagés à mettre fin, au plus tard au second semestre 2017, à l'ensemble des contentieux encore en cours (cf. Note 9 «*Contentieux et enquêtes*»).

2.4 Autres opérations du premier semestre 2017

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 2017, notamment aux Pays-Bas avec l'acquisition d'EV-Box, spécialisée dans la fourniture de solutions de recharge pour véhicules électriques.

NOTE 3 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

3.1 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 2017 ⁽¹⁾	30 juin 2016 ⁽²⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 036	3 174
Dotations nettes aux amortissements et autres	1 953	1 870
Paievements fondés sur des actions (IFRS 2)	18	19
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	21	(31)
EBITDA	5 028	5 033

(1) À compter du 1^{er} janvier 2017 la charge relative à la contribution nucléaire en Belgique est classée au sein de l'EBITDA et s'élève à 71 millions d'euros.

(2) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

3.2 Résultat net récurrent part du Groupe

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

Le Groupe appliquant pour la première fois au 30 juin 2017 les dispositions de la norme IFRS 5 applicables aux activités non poursuivies, la présentation de cet indicateur financier a connu une évolution. On distingue dorénavant au sein de cet indicateur financier les deux composantes qui suivent :

- le «Résultat net récurrent des activités poursuivies» part du Groupe ;
- le «Résultat net récurrent des activités non poursuivies» part du Groupe.

Le résultat net récurrent part du Groupe correspond à l'addition de ces deux composantes.

La composante résultat net récurrent des activités poursuivies exclut :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016 ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39 - *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- 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 composante résultat net récurrent des activités non poursuivies est établie selon des principes identiques.

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 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		1 281	1 237
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		(7)	(44)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		1 288	1 281
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		418	379
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 706	1 660
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		337	(60)
<i>MVM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	5.1	790	(528)
<i>Pertes de valeur</i>	5.1	(3)	394
<i>Restructurations</i>	5.1	476	132
<i>Effets de périmètre</i>	5.1	(620)	(196)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	5.1	(306)	138
Autres éléments retraités		(190)	177
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	5.2	(1)	2
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	5.2	90	-
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	5.2	68	86
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(368)	119
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		21	(31)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 853	1 777
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		415	357
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		1 437	1 421
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		103	56
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		1 540	1 478

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

Les éléments de réconciliation entre le résultat net des activités non poursuivies part du Groupe et le résultat net récurrent des activités non poursuivies part du Groupe se présentent comme suit :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2017	30 juin 2016
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		(7)	(44)
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		4	(19)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(3)	(63)
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		140	165
<i>Autres éléments retraités</i>	2.1	11	(21)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		147	81
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		44	24
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		103	56

3.3 Capitaux engagés industriels

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

En millions d'euros	30 juin 2017	31 déc. 2016
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	59 062	64 378
(+) Goodwills	17 883	17 372
(-) Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power ⁽¹⁾	(8 315)	(8 448)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	923	1 008
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 627	6 624
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(161)	(173)
(+) Clients et autres débiteurs	18 176	20 835
(-) Appels de marge ^(1,2)	(1 091)	(1 691)
(+) Stocks	3 414	3 656
(+) Autres actifs courants et non courants	8 332	11 123
(+) Impôts différés	(5 130)	(5 525)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽¹⁾	(285)	(477)
(-) Provisions	(20 822)	(22 208)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	2 382	2 566
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(13 696)	(17 075)
(+) Appels de marge ^(1,2)	999	771
(-) Autres passifs	(14 965)	(17 106)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	53 335	55 629

(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 Cash flow des opérations (CFFO)

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

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	4 425	4 928
Impôt décaissé	(555)	(385)
Variation du besoin en fonds de roulement	(135)	366
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	(13)	26
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	144	94
Intérêts financiers versés	(422)	(458)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	63
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(298)	(456)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat et autres	323	484
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	3 523	4 662

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 « Retraitement de l'information comparative »).

3.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
Investissements corporels et incorporels	2 286	2 190
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	572	353
<i>(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis</i>	11	61
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	555	66
Acquisitions de titres disponibles à la vente	178	49
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	50	(6)
<i>(+) Autres</i>	-	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	220	2
<i>(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle</i>	-	-
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 872	2 714

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

3.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 7 «Instruments financiers».

NOTE 4 INFORMATION SECTORIELLE

4.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé en vingt-quatre *Business Units* (BUs) ou secteurs opérationnels, constitués pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays.

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, ces secteurs opérationnels font l'objet de regroupements permettant au Groupe de présenter une information sectorielle désormais organisée autour de neuf secteurs reportables suivants : Amérique du Nord, Amérique Latine, Afrique/Asie, Benelux, France, Europe hors France & Benelux, Infrastructures Europe, GEM & GNL, et Autres. L'E&P est dorénavant présenté en activités non poursuivies.

Les secteurs opérationnels et reportables du Groupe sont décrits dans la Note 6 «Information sectorielle» des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2016.

À compter du 1^{er} janvier 2017 et suite aux évolutions apportées par le Groupe à son organisation, l'activité de commercialisation d'énergie en France sur le segment BtoB (Entreprises & Collectivités) - précédemment classée dans le secteur France - est présentée au sein du secteur Autres (sans retraitement du comparatif 2016).

4.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les indicateurs clés par secteur reportable (à l'exception des capitaux engagés industriels en 2016) présentés ci-après, ne tiennent plus compte de la contribution des activités d'exploration-production (E&P), suite au classement de ces dernières en tant qu'«activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017, en application d'IFRS 5 (*cf. Note 2.1.1 «Projet de cession des activités d'exploration-production»*).

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	30 juin 2017			30 juin 2016		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	1 427	21	1 448	1 740	26	1 766
Amérique Latine	2 304	-	2 304	1 962	-	1 962
Afrique/Asie	1 969	-	1 969	1 896	2	1 898
Benelux	4 560	18	4 578	4 665	16	4 681
France	8 619	60	8 678	10 769	198	10 967
Europe hors France & Benelux	4 237	80	4 316	4 210	102	4 311
Infrastructures Europe	1 786	1 729	3 515	1 671	1 844	3 516
GEM & GNL	4 834	3 911	8 745	4 046	4 040	8 086
E&P	-	-	-	-	-	-
Autres	3 363	867	4 230	1 615	368	1 983
Élimination des transactions internes	-	(6 686)	(6 686)	-	(6 596)	(6 596)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	33 098	-	33 098	32 574	-	32 574

EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017 ⁽¹⁾	30 juin 2016
Amérique du Nord	79	216
Amérique Latine	919	725
Afrique/Asie	685	584
Benelux	242	488
France	828	938
Europe hors France & Benelux	378	347
Infrastructures Europe	1 884	1 866
GEM & GNL	(82)	(39)
E&P	-	-
Autres	96	(92)
TOTAL EBITDA	5 028	5 033

(1) À compter du 1^{er} janvier 2017 la charge relative à la contribution nucléaire en Belgique est désormais classée au sein de l'EBITDA et s'élève à 71 millions d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	30 juin 2016
Amérique du Nord	(22)	(33)
Amérique Latine	(217)	(191)
Afrique/Asie	(123)	(114)
Benelux	(266)	(185)
France	(290)	(293)
Europe hors France & Benelux	(97)	(101)
Infrastructures Europe	(710)	(679)
GEM & GNL	(26)	(44)
E&P	-	-
Autres	(202)	(231)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(1 953)	(1 870)

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	30 juin 2016
Amérique du Nord	42	29
Amérique Latine	(24)	4
Afrique/Asie	101	124
Benelux	2	1
France	(3)	(5)
Europe hors France & Benelux	36	65
Infrastructures Europe	7	4
GEM & GNL	2	-
E&P	-	-
Autres	7	31
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	6	46
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	169	253

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 93 millions d'euros et 76 millions d'euros au 30 juin 2017 (contre 204 millions d'euros et 49 millions d'euros au 30 juin 2016).

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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	30 juin 2016
Amérique du Nord	59	184
Amérique Latine	701	534
Afrique/Asie	563	484
Benelux	(25)	302
France	535	641
Europe hors France & Benelux	278	257
Infrastructures Europe	1 174	1 187
GEM & GNL	(110)	(85)
E&P	-	-
Autres	(138)	(330)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 036	3 174

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	1 628	1 520
Amérique Latine	8 618	8 793
Afrique/Asie	5 405	5 520
Benelux	(2 742)	(2 552)
France	6 294	5 304
Europe hors France & Benelux	5 073	4 720
Infrastructures Europe	18 918	19 693
GEM & GNL	779	1 330
E&P	-	2 855
Autres	9 361	8 445
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	<i>2 011</i>	<i>1 977</i>
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	53 335	55 629

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2017	30 juin 2016
Amérique du Nord	78	384
Amérique Latine	573	484
Afrique/Asie	186	139
Benelux	333	175
France	393	455
Europe hors France & Benelux	445	51
Infrastructures Europe	710	667
GEM & GNL	312	18
E&P	-	-
Autres	842	340
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 872	2 714

4.3 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 2017	30 juin 2016	30 juin 2017	31 déc. 2016
France	13 053	12 708	30 266	29 721
Belgique	5 108	5 008	(1 663)	(1 326)
Autres Union européenne	7 234	7 501	8 426	8 827
Autres pays d'Europe	603	536	313	686
Amérique du Nord	1 907	2 191	2 074	1 906
Asie, Moyen-Orient et Océanie	2 872	2 653	5 453	6 347
Amérique du Sud	2 154	1 852	8 389	8 598
Afrique	167	125	76	870
TOTAL	33 098	32 574	53 335	55 629

NOTE 5 COMPTE DE RÉSULTAT

5.1 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 036	3 174
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(790)	528
Pertes de valeur	3	(394)
Restructurations	(476)	(132)
Effets de périmètre	620	196
Autres éléments non récurrents	306	(138)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 698	3 234

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

5.1.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 790 millions d'euros au 30 juin 2017 contre un produit net de 528 millions d'euros au 30 juin 2016 et résulte essentiellement de l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Cette charge résulte principalement (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, partiellement compensé par (ii) un effet positif net lié au déboucement au cours du semestre d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2016.

5.1.2 Pertes de valeur nettes

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
Pertes de valeur :		
Goodwills	-	(161)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(114)	(260)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(21)	-
Actifs financiers	(4)	(20)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(140)	(441)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	139	46
Actifs financiers	4	1
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	143	47
TOTAL	3	(394)

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

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 2017 ont porté sur un nombre limité d'actifs pour lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés au cours du premier semestre 2017.

Au 30 juin 2017, le Groupe a considéré au regard de l'évolution des paramètres de marché, et des hypothèses clés depuis le 31 décembre 2016, qu'il n'était pas nécessaire de procéder à une mise à jour complète des tests de perte de valeur

2016 sur les UGT *goodwills* et estime que les valeurs comptables de ces UGT ne sont pas supérieures à leurs valeurs recouvrables.

Les tests annuels de perte de valeur 2017 sur les UGT *goodwills* seront réalisés au cours du second semestre.

5.1.2.1 Pertes de valeur comptabilisées au cours du premier semestre

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2017 s'élèvent à 3 millions d'euros et comprennent principalement :

- une reprise de perte de valeur de 93 millions sur un portefeuille de trois actifs thermiques en cours de cession au Royaume-Uni,
- une dépréciation d'une unité d'une centrale à gaz aux Pays-Bas de 74 millions d'euros induite par la décision de sa fermeture définitive en 2019.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2016 s'élevaient à 394 millions d'euros et portaient principalement sur :

- le *goodwill* de l'UGT GTT pour un montant de 161 millions d'euros, consécutivement à une baisse du cours du titre GTT au premier semestre 2016 ;
- le portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, classé en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » au 30 juin 2016 (125 millions d'euros) ;
- une plateforme de forage au Benelux (46 millions d'euros).

5.1.2.2 Autres informations relatifs aux valeurs d'actifs

Rappel de la sensibilité du test de perte de valeur sur l'UGT goodwill Benelux

L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France. Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 239 millions d'euros au 30 juin 2017.

Les hypothèses clés du test de perte de valeur au 31 décembre 2016 ainsi que les analyses de sensibilité à des variations d'hypothèses clés sont décrites dans les Notes 8.2.2 « Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de pertes de valeur » et 8.2.3 « Pertes de valeur sur *goodwill* de l'UGT Benelux » des états financiers consolidés au 31 décembre 2016. La valeur recouvrable de l'UGT est particulièrement sensible aux hypothèses relatives à la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes en Belgique. Ainsi, 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 se traduirait par une diminution de la valeur recouvrable de l'ordre de 2 800 millions d'euros.

Par ailleurs, une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 1 900 millions d'euros. Inversement, en cas d'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, la valeur recouvrable deviendrait supérieure à la valeur comptable.

UGT Storengy

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 543 millions d'euros au 30 juin 2017. L'UGT Stockage regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

Les hypothèses clés de ce test de perte de valeur sont décrites dans la Note 12.3.5.2 « UGT Storengy » des états financiers consolidés de l'exercice 2016.

En France, les activités de stockages du Groupe sont affectées sur le premier semestre 2017 par une diminution importante des réservations de capacité de stockage par les fournisseurs de gaz naturel dans un contexte de marché défavorable et un cadre réglementaire incertain.

Au cours du premier semestre 2016, les pouvoirs publics en France avaient initié des consultations et sollicité le Conseil Supérieur de l'Énergie et le Conseil d'État sur le projet de régulation des activités de stockages en France. Le projet prévoyait la mise en place d'un revenu régulé et la vente des capacités aux enchères avec, le cas échéant, un complément de revenu collecté par les transporteurs de gaz et reversé aux opérateurs de stockage. Le projet avait été *in fine* abandonné au second semestre suite à un rejet par le Conseil d'État sur la qualification du complément de revenu.

Une relance du projet de régulation est attendue sur le second semestre 2017 par les principaux acteurs (opérateurs de stockages, fournisseurs de gaz naturel en France) qui pourrait permettre une mise en œuvre au plus tôt début 2018, ainsi qu'une finalisation des travaux de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) sur le revenu.

Dans ce contexte de marché fragilisé, la valorisation de l'UGT Storengy est particulièrement sensible aux hypothèses retenues concernant (i) le niveau de *spread* saisonnier au-delà de l'horizon liquide, (ii) le niveau de réservation de capacité de stockage essentiellement en France, ainsi que désormais (iii) la mise en œuvre ou non du projet de régulation.

En cas de diminution de 10 TWh des ventes de capacité de stockage sur la période 2017-2022 et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 850 millions d'euros, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de perte de valeur.

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

UGT Australie

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 310 millions d'euros au 30 juin 2017. L'UGT Australie regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique, de commercialisation de gaz et d'électricité et de services à l'énergie en Océanie (Australie et Nouvelle-Zélande).

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée, comme pour l'essentiel des autres activités du Groupe (cf. *Note 8.2.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2016*), à partir des prévisions de flux de trésorerie établies par le Groupe à partir du budget 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2022 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration.

Les principales hypothèses et estimations clés de ce test de perte de valeur comprennent notamment l'évolution des prix de l'électricité, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité, et l'évolution du cadre réglementaire.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 7,0% et 9,0%.

Dans le cadre du plan de transformation amorcé par le Groupe, celui-ci a reçu des offres non liantes sur un portefeuille d'actifs de production d'électricité d'origine thermique. Le Groupe étudie plusieurs configurations concernant la cession envisagée de ces actifs au sein de l'UGT Australie. Dans ce contexte, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur de marché des actifs porteront sur les prix de l'électricité considérés au-delà de l'horizon liquide, le cadre réglementaire et la durée d'exploitation des actifs concernés.

Une diminution de 10AUD/MWh des prix de l'électricité au-delà de l'horizon liquide entraînerait une diminution de l'ordre de 500 millions d'euros de la valeur recouvrable.

EcoElectrica

Le Groupe dispose d'un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (cf. *Note 3.2 «Participations dans les coentreprises» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016*). En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 30 juin 2017 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

5.1.3 Restructurations

Les charges de restructuration, d'un montant total de 476 millions d'euros au 30 juin 2017, comprennent essentiellement des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs mis en œuvre dans le cadre du programme de transformation du Groupe et de mesures d'adaptation au contexte économique.

Au 30 juin 2016, les charges de restructurations, d'un montant total de 132 millions d'euros, comprenaient 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.

5.1.4 Effets de périmètre

Au 30 juin 2017, les effets de périmètre s'élèvent à +620 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 540 millions d'euros relatif à la cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, dont 513 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 2.2.1) ;
- un résultat de 57 millions d'euros relatif à la cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne, dont 59 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 2.2.2) ;
- ainsi qu'un résultat de 21 millions d'euros relatif à la cession de la participation de 30% dans Opus Energy, au Royaume-Uni (cf. Note 2.2.3).

Au 30 juin 2016, les effets de périmètre s'élevaient à +196 millions d'euros et comprenaient 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.

5.1.5 Autres éléments non récurrents

Au 30 juin 2017, ce poste comprend notamment la plus-value de 349 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Petronet LNG, dont 357 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global».

5.2 Résultat financier

En millions d'euros	30 juin 2017			30 juin 2016 ⁽¹⁾		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(402)	63	(338)	(465)	78	(386)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(450)	-	(450)	(521)	-	(521)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	6	6	-	10	10
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	1	1	(2)	-	(2)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	56	56	-	69	69
Coûts d'emprunts capitalisés	48	-	48	59	-	59
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(172)	83	(90)	(66)	66	-
Soules décaissées lors du débouclage de swaps	(83)	-	(83)	(66)	-	(66)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	83	83	-	66	66
Charges sur opérations de restructuration de la dette	(90)	-	(90)	-	-	-
Autres produits et charges financiers	(535)	336	(198)	(574)	286	(289)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(58)	-	(58)	(70)	-	(70)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(242)	-	(242)	(275)	-	(275)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	(68)	-	(68)	(86)	-	(86)
Produits des titres disponibles à la vente	-	148	148	-	87	87
Autres	(167)	189	22	(144)	198	55
RÉSULTAT FINANCIER	(1 109)	483	(626)	(1 106)	430	(675)

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par un volume moyen de dette en baisse par rapport à fin juin 2016 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisées par le Groupe.

5.3 Impôts

En millions d'euros	30 juin 2017	30 juin 2016 ⁽¹⁾
Résultat net (A)	1 703	1 597
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(366)	(898)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence (C)	169	253
Résultat net des activités non poursuivies (D)	(3)	(63)
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (A)-(B)-(C)-(D)=(E)	1 903	2 305
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT (B)/(E)	19,2%	39,0%

(1) Les données comparatives au 30 juin 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 12 «Retraitement de l'information comparative»).

La baisse du taux effectif d'impôt provient essentiellement des plus-values de cessions significatives non fiscalisées en 2017 que compense partiellement l'augmentation des pertes non fiscalisées aux Pays-Bas.

NOTE 6 GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS

<i>En millions d'euros</i>	Goodwills	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE			
Au 31 décembre 2016	26 254	17 383	113 073
Acquisitions et constructions d'immobilisations ⁽¹⁾	-	332	2 238
Cessions d'immobilisations	-	(60)	(466)
Variations de périmètre	615	11	(142)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(32)	(1 288)	(12 440)
Autres variations	131	133	(154)
Écarts de conversion	(211)	(175)	(1 895)
AU 30 JUIN 2017	26 757	16 335	100 214
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR			
Au 31 décembre 2016	(8 882)	(10 744)	(55 334)
Dotations aux amortissements ⁽²⁾	-	(373)	(1 760)
Pertes de valeur ⁽³⁾	-	(144)	25
Cessions d'immobilisations	-	49	346
Variations de périmètre	10	(2)	15
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	907	8 453
Autres variations	-	6	150
Écarts de conversion	(2)	92	828
AU 30 JUIN 2017	(8 874)	(10 209)	(47 278)
VALEUR NETTE COMPTABLE			
Au 31 décembre 2016	17 372	6 639	57 739
AU 30 JUIN 2017	17 883	6 126	52 936

(1) Dont 320 et 2 millions d'euros relatifs respectivement aux immobilisations corporelles et incorporelles des activités d'exploration-production, classées comme «Activités non poursuivies» (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

(2) Les dotations aux amortissements des immobilisations corporelles et incorporelles des activités d'exploration-production sont comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat pour respectivement -166 millions d'euros et -5 millions d'euros au 30 juin 2017.

(3) Dont 143 millions d'euros de pertes de valeur comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat au titre d'une licence d'exploration-production d'un champ gazier en Mer Caspienne (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Les variations de périmètre du premier semestre 2017 résultent principalement de l'acquisition de Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni, d'Icomera en Suède, et de EV-Box aux Pays-Bas (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

L'augmentation de 131 millions d'euros de la valeur comptable des *goodwills*, figurant sur la ligne «Autres variations», provient de l'augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* en application des principes comptables du Groupe (cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016). Cette augmentation de la juste valeur du passif financier est consécutive à l'accord conclu le 4 avril 2017, portant sur l'acquisition par le Groupe de la participation de 41% détenue par SOPER dans La Compagnie du Vent (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Suite au classement des activités d'exploration-production en tant qu'activités non poursuivies (cf. Note 2.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»), la valeur comptable des immobilisations corporelles et incorporelles correspondantes, ainsi que celle du *goodwill* afférent, sont transférées sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 30 juin 2017.

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations corporelles proviennent essentiellement de l'évolution par rapport à l'euro du dollar américain (-613 millions d'euros), du réal brésilien (-288 millions d'euros), de la couronne norvégienne (-66 millions) et de la livre sterling (-60 millions d'euros).

NOTE 7 INSTRUMENTS FINANCIERS

7.1 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 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	2 668	-	2 668	2 997	-	2 997
Prêts et créances au coût amorti	2 302	18 767	21 069	2 250	21 430	23 680
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) ⁽¹⁾	2 302	590	2 893	2 250	595	2 845
Clients et autres débiteurs	-	18 176	18 176	-	20 835	20 835
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	1 938	7 338	9 275	3 603	10 486	14 089
Instrument financiers dérivés	1 938	5 611	7 549	3 603	9 047	12 650
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 727	1 727	-	1 439	1 439
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽²⁾	-	10 928	10 928	-	9 825	9 825
TOTAL	6 908	37 033	43 940	8 850	41 741	50 591

- (1) L'augmentation du poste «Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)» sur le premier semestre 2017 comprend 215 millions d'euros d'investissements financiers réalisés dans le cadre du financement sur le long terme du Groupe, en partenariat avec d'autres entreprises, du projet de gazoduc Nord Stream 2 développé et détenu par Gazprom.
- (2) Ce poste comprend les fonds levés au premier semestre 2017 dans le cadre de l'émission de l'«obligation verte» à allouer à des projets éligibles.

7.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 31 décembre 2016	2 997
Acquisitions	183
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(83)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(357)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(41)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(2)
Variations de périmètre, change et divers	(30)
Au 30 JUIN 2017	2 668

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 668 millions d'euros au 30 juin 2017 et se répartissent entre 1 608 millions d'euros de titres cotés et 1 060 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 977 millions d'euros et 1 020 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les principales variations de l'exercice correspondent principalement à la cession de la participation de 10% que détenait le Groupe dans la société Petronet LNG (cf. Note 2.2.4).

7.2 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 2017 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	23 544	12 327	35 870	24 411	12 539	36 950
Instruments financiers dérivés	2 299	5 305	7 604	3 410	9 228	12 638
Fournisseurs et autres créanciers	-	13 696	13 696	-	17 075	17 075
Autres passifs financiers	73	-	73	200	-	200
TOTAL	25 916	31 328	57 244	28 021	38 842	66 864

7.3 Endettement financier net

7.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	30 juin 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	23 068	11 627	34 694	23 740	11 705	35 444
Impact du coût amorti	108	29	138	235	72	306
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	368	28	396	436	31	468
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	643	643	-	731	731
DETTES FINANCIÈRES	23 544	12 327	35 870	24 411	12 539	36 950
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	291	59	350	251	67	318
DETTE BRUTE	23 835	12 385	36 220	24 662	12 606	37 268
Actifs liés au financement	(65)	(1)	(66)	(58)	(1)	(58)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(65)	(1)	(66)	(58)	(1)	(58)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(1 278)	(1 278)	-	(816)	(816)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(449)	(449)	-	(622)	(622)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(10 928)	(10 928)	-	(9 825)	(9 825)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(639)	(200)	(839)	(888)	(250)	(1 138)
TRÉSORERIE ACTIVE	(639)	(12 855)	(13 493)	(888)	(11 514)	(12 402)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	23 131	(470)	22 661	23 716	1 091	24 807
Encours des dettes financières	23 068	11 627	34 694	23 740	11 705	35 444
Actifs liés au financement	(65)	(1)	(66)	(58)	(1)	(58)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(1 278)	(1 278)	-	(816)	(816)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(10 928)	(10 928)	-	(9 825)	(9 825)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	23 002	(580)	22 423	23 682	1 062	24 744

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

(2) Il s'agit de la composante taux de la juste valeur des instruments dérivés rentrant dans une relation de couverture de juste valeur de la dette ; ainsi que des composantes change et intérêts courus non échus de la juste valeur de l'ensemble des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

L'endettement financier net hors dette interne E&P (cf. Note 2.1.1) s'élève à 20 912 millions d'euros au 30 juin 2017 contre 23 080 millions d'euros au 31 décembre 2016.

La juste valeur de la dette financière brute s'élève à 37 934 millions d'euros au 30 juin 2017 pour une valeur comptable de 35 870 millions d'euros.

7.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours du premier semestre 2017, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de 367 millions d'euros (dont -336 millions d'euros sur le dollar américain, -29 millions d'euros sur le real brésilien, -9 millions d'euros sur le baht thaïlandais et -12 millions d'euros sur la livre sterling).

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une baisse nette de 2 341 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 934 millions d'euros, incluant notamment la cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, la cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne, la cession au Royaume-Uni de la participation de 30% dans Opus Energy, ainsi que la cession de la participation de 10% dans Petronet LNG en Inde (cf. Note 2.2 « Cessions réalisées au cours du premier semestre 2017 ») ;
- des acquisitions réalisées sur le semestre (principalement Keepmoat Regeneration, Icomera et les participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent) qui ont accru l'endettement net de 1 593 millions d'euros (cf. Notes 2.3.1, 2.3.2 et 2.3.3).

7.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours du premier semestre 2017 :

- ENGIE SA a procédé le 23 mars 2017 à une émission obligataire verte d'un montant de 1,5 milliard d'euros dont :
 - une tranche de 700 millions d'euros portant un coupon de 0,875 % arrivant à échéance en 2024,
 - une tranche de 800 millions d'euros portant un coupon de 1,5 % arrivant à échéance en 2028 ;
- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 500 millions d'euros portant un coupon de 0% et arrivé à échéance le 13 mars 2017 ;
- le 27 mars 2017 le Groupe a lancé une offre de rachat sur des obligations pour un montant nominal de 537 millions d'euros ;
- le 15 mars 2017, ENGIE Brasil Energia a souscrit à quatre emprunts bancaires d'un montant total de 217 millions de real brésilien (63 millions d'euros) arrivant à échéance en mai 2033.

7.4 Instruments financiers dérivés

7.4.1 Instruments financiers dérivés actifs

En millions d'euros	30 juin 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	639	200	839	888	250	1 138
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	513	5 335	5 847	1 875	8 712	10 587
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	786	76	863	840	85	925
TOTAL	1 938	5 611	7 549	3 603	9 047	12 650

(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.

7.4.2 Instruments financiers dérivés passifs

En millions d'euros	30 juin 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	291	59	350	251	67	318
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	822	5 148	5 970	1 461	9 038	10 499
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 186	98	1 284	1 698	123	1 821
TOTAL	2 299	5 305	7 604	3 410	9 228	12 638

(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.

7.4.3 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2017, 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 8 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 2016.

8.1 Risques de marché

8.1.1 Risques de marché sur matières premières

8.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités au 30 juin 2017 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 2017	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	409	110
Gaz naturel	+3 €/MWh	(264)	(72)
Electricité	+5 €/MWh	158	(23)
Charbon	+10 \$US/ton	53	3
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	84	1
EUR/USD	+10%	(298)	(7)
EUR/GBP	+10%	(43)	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*.

8.1.1.2 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 2017	2017 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2017 ⁽²⁾	Minimum 2017 ⁽²⁾
Activités de <i>trading</i>	15	9	19	1

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des *VaR* quotidiennes en 2017.

8.1.2 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 2017		
	Impact sur le résultat après impact des dérivés		Impact sur les capitaux propres
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	+10% ⁽¹⁾
Passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	(4)	4	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	162

(1) +(-)10% : dépréciation (appréciation) 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.

8.1.3 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 2017			
	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	(39)	38	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	12	(16)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	445	(546)

8.2 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 2017, 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 22 246 millions d'euros de dettes obligataires, soit 66% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représente 16% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés) et s'élève à 5 342 millions d'euros au 30 juin 2017.

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 12 206 millions d'euros au 30 juin 2017.

Le montant des facilités de crédit confirmées représente 13 549 millions d'euros au 30 juin 2017, dont 13 439 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 2017, 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	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	22 246	2 728	1 654	869	2 494	1 927	12 574
Emprunts bancaires	5 322	683	720	456	774	287	2 404
Titres négociables à court terme	5 342	5 090	251	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	111	10	87	1	11	-	2
Emprunts sur location-financement	565	63	158	141	90	78	35
Autres emprunts	322	191	35	36	18	6	37
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	787	787	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	34 694	9 551	2 906	1 502	3 386	2 298	15 052
Actifs liés au financement	(66)	(1)	(1)	(1)	(3)	(3)	(56)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(1 278)	(1 278)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 928)	(10 928)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	22 423	(2 656)	2 905	1 501	3 383	2 294	14 996

Facilités de crédit confirmées non utilisées

Au 30 juin 2017, les échéances des facilités de crédit confirmées non utilisées sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Programmes de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 439	874	619	744	635	10 522	45

Au 30 juin 2017, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

NOTE 9 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Le montant des provisions pour litiges au 30 juin 2017 s'élève à 739 millions d'euros contre 1 133 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les contentieux et enquêtes sont détaillés dans la Note 27 des états financiers consolidés au 31 décembre 2016. Ceux qui ont connu une évolution au cours du premier semestre 2017 sont présentés ci-après.

9.1 Amérique Latine

9.1.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

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

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE/SUEZ et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe (ce montant initial ayant été porté à 225 millions de dollars américains après rectification par le CIRDI). L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté ; le recours dans l'affaire de Santa Fe est toujours pendant. Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company (devenue SUEZ) – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

9.2 Benelux

9.2.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle (qui, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne pour questions préjudicielles), le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Certains de ces recours sont toujours pendants. Par ailleurs, des collectivités territoriales allemandes et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2 ; ces recours sont également pendants.

9.2.2 Swap de capacités nucléaires avec E.ON

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

Electrabel conteste ces réclamations et a notamment introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, se montant approximativement à 120 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la taxe nucléaire allemande payée par Electrabel, se montant approximativement à 189 millions d'euros plus les intérêts. Le 7 juin 2017, la *Bundesverfassungsgericht*

allemande a déclaré la taxe nucléaire allemande illégale. Le tribunal arbitral ayant ré-ouvert les débats suite à cette décision, la sentence est attendue pour le second semestre 2017 .

9.3 France

9.3.1 La Compagnie du Vent

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE à Jean-Michel Germa, fondateur de La Compagnie du Vent (LCV) et SOPER, actionnaire minoritaire de LCV, dont le plus important est la procédure intentée par SOPER le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE à indemniser SOPER à hauteur d'environ 250 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007. Par convention du 4 avril 2017, SOPER et Jean-Michel Germa se sont engagés à mettre fin, au plus tard au second semestre 2017, à l'ensemble des contentieux encore en cours.

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

Le 15 avril 2014, Direct Energie a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une demande de mesures conservatoires. Concernant les mesures conservatoires, l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014. ENGIE a formé un recours contre cette décision ; l'arrêt de la Cour d'Appel ayant pour l'essentiel confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence est devenu définitif.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 27 mars 2015 à ENGIE la saisine d'UFC-Que Choisir relativement à des pratiques alléguées d'abus de position dominante du Groupe sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité. La procédure a été jointe avec celle initiée par Direct Energie.

Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a entériné le 21 mars 2017 la transaction conclue par ENGIE, transaction qui ne constitue par ailleurs pas une reconnaissance de culpabilité. Le montant transactionnel de 100 millions d'euros a été payé par ENGIE. La décision du 21 mars 2017 fait l'objet d'un recours de Direct Energie devant la Cour d'appel de Paris.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Energie relative à de nouvelles allégations d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. Par décision du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a enjoint ENGIE, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, à exécuter certaines mesures conservatoires. Direct Energie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Energie de sa demande ; Direct Energie s'est pourvue en cassation. Sur le fond, des engagements ont été proposés par ENGIE. Ces derniers restent soumis à l'appréciation de l'Autorité qui a prescrit un test de marché. L'instruction se poursuit.

9.3.3 Précompte

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

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

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et 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'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France.

9.3.4 Tarifs réglementés du gaz naturel

Le 24 juin 2013, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit devant le Conseil d'État une requête en annulation du décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel.

L'ANODE soutient en substance que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne. Le 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne se prononce à titre préjudiciel sur ces questions. La Cour de Justice de l'Union européenne a rendu son arrêt le 7 septembre 2016. Le 19 juillet 2017, le Conseil d'Etat a annulé le décret du 16 mai 2013 considérant qu'il était contraire au droit européen (*cf. Note 11 – Evènements postérieurs à la clôture*).

9.4 Europe (hors France et Benelux)

9.4.1 Espagne – Punica

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

9.5 Infrastructures Europe

9.5.1 Commissionnement

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

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

Le 4 mai 2017, la CRE a lancé une consultation publique sur les modalités de rémunération pour le gaz naturel et l'électricité des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseau de distribution auprès des clients en contrat unique.

9.5.2 Fos Cavaou

Fosmax LNG, filiale d'Elengy, a déposé le 17 janvier 2012 une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI) contre le groupement d'entreprises STS.

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à Fosmax LNG, réalisé par STS en application d'un contrat «clé en mains» conclu le 17 mai 2004 pour un prix forfaitaire, non révisable, incluant l'intégralité des travaux de construction et de fournitures.

Le tribunal arbitral a rendu sa sentence le 13 février 2015. Conformément aux termes de la sentence, Fosmax LNG a, le 30 avril 2015, versé à STS une indemnité nette (intérêts compris) de 70 millions d'euros hors taxe. Elle a par ailleurs introduit le 18 février 2015 un recours en annulation devant le Conseil d'État de la sentence, et le 18 août 2015 un recours en annulation de la sentence et un appel-nullité de l'ordonnance d'exequatur, devant la Cour d'Appel de Paris. Le Conseil d'État a, par décision du 3 décembre 2015, renvoyé l'affaire devant le Tribunal des Conflits ; celui-ci a tranché le conflit de compétence par décision du 11 avril 2016, confirmant la compétence du Conseil d'État.

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

9.6 Autres

9.6.1 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

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

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 2017.

NOTE 11 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Signature de l'accord d'acquisition de 100% d'Elengy par GRTgaz

Le 18 juillet 2017, ENGIE SA, la Société d'Infrastructures Gazières («SIG», détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations) et GRTgaz ont signé un accord portant sur l'acquisition de 100% d'Elengy (filiale du Groupe opérant en France des terminaux de gaz naturel liquéfié) par GRTgaz (gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 74,7% par le Groupe et à 24,9% par SIG, le solde étant détenu par le FPCE Alto).

Selon les termes de l'accord, l'opération est structurée en trois étapes, mises en œuvre de manière simultanée :

- souscription par SIG à une augmentation de capital réservée de GRTgaz, par apport en numéraire de 202 millions d'euros ;
- cession par ENGIE SA à GRTgaz de 25% des parts d'Elengy pour un montant en numéraire de 202 millions d'euros, financé grâce à l'augmentation de capital précédente ;
- apport en nature par ENGIE SA de 75% des parts restantes d'Elengy, rémunéré par GRTgaz par une augmentation de capital réservée.

Cette transaction entre actionnaires, qui préservera la structure actuelle de l'actionnariat de GRTgaz, devrait être finalisée d'ici la fin du mois de septembre 2017, à l'issue d'une Assemblée Générale Extraordinaire de GRTgaz devant approuver l'ensemble des dispositions juridiques afférentes.

Cette opération devrait se traduire par une diminution de la dette nette du Groupe de l'ordre de 190 millions d'euros, après prise en compte des coûts de transaction.

Décision du Conseil d'État sur les tarifs réglementés en France de vente de gaz naturel

Le 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 considérant qu'il était contraire au droit européen. Toutefois, compte tenu du risque d'insécurité juridique lié à cette annulation sur la période d'application de ce décret (2013-2015), le Conseil d'État a décidé que les effets produits par ce décret jusqu'au 31 décembre 2015 sont définitifs et qu'ainsi les contrats concernés ne peuvent pas être remis en cause (*cf. Note 9 «Contentieux et enquêtes»*).

Finalisation de la sortie des activités nucléaires au Royaume-Uni

Le 25 juillet 2017, le Groupe a finalisé le transfert à Toshiba de l'intégralité de sa participation résiduelle de 37,25% dans NuGen, compagnie britannique consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe qui prévoit de construire trois réacteurs à Moorside, dans le comté de Cumbria, au nord-ouest de l'Angleterre.

Le Groupe avait annoncé le 4 avril 2017 sa décision d'exercer ses droits contractuels de transfert de la participation dans le projet compte tenu des événements auxquels fait face la société.

La finalisation de la transaction s'est traduite par l'encaissement d'un produit de cession de 108,8 millions de livres sterling (soit 124 millions d'euros), représentant un résultat de cession de l'ordre de 90 millions d'euros qui sera enregistré sur le second semestre 2017.

NOTE 12 RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE

Le 11 mai 2017, le Groupe est entré en négociation exclusive avec Neptune Energy pour la vente de l'intégralité de sa participation de 70% dans ENGIE E&P International (EPI), filiale regroupant l'ensemble des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

En application d'IFRS 5, EPI est présenté dans le compte de résultat, l'état du résultat global et l'état de flux de trésorerie du Groupe comme une «activité non poursuivie». Sa contribution à chaque ligne de l'état de situation financière au 30 juin 2017 est regroupée sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente».

Les états financiers publiés au 30 juin 2016 ont été retraités comme suit :

12.1 Compte de résultat au 30 juin 2016

En millions d'euros	30 juin 2016 publié	Ajustements IFRS 5	30 juin 2016 retraité
Chiffre d'affaires	33 504	(930)	32 574
Achats	(18 267)	43	(18 224)
Charges de personnel	(5 270)	120	(5 149)
Amortissements, dépréciations et provisions	(2 195)	298	(1 897)
Autres charges opérationnelles	(5 257)	226	(5 031)
Autres produits opérationnels	713	(65)	648
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	3 228	(307)	2 921
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	260	(6)	253
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 487	(313)	3 174
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	516	12	528
Pertes de valeur	(541)	147	(394)
Restructurations	(133)	1	(132)
Effets de périmètre	196	-	196
Autres éléments non récurrents	(143)	5	(138)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3 382	(148)	3 234
Charges financières	(1 111)	5	(1 106)
Produits financiers	414	16	430
RÉSULTAT FINANCIER	(697)	22	(675)
Impôt sur les bénéfices	(1 088)	190	(898)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 597	63	1 660
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	(63)	(63)
RÉSULTAT NET	1 597	-	1 597
Résultat net part du Groupe	1 237	-	1 237
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	1 237	44	1 281
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	-	(44)	(44)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	360	-	360
<i>dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	360	19	379
<i>dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	-	(19)	(19)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	0,48	-	0,48
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>	0,48	0,02	0,50
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>	-	(0,02)	(0,02)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	0,48	-	0,48
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	0,48	0,02	0,50
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	-	(0,02)	(0,02)

12.2 État du résultat global au 30 juin 2016

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2016 publié	Ajustements IFRS 5	30 juin 2016 retraité
RÉSULTAT NET	1 597	-	1 597
Actifs financiers disponibles à la vente	170	-	170
Couverture d'investissement net	95	-	95
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(520)	-	(520)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(422)	328	(94)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	370	(144)	226
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	(131)	-	(131)
Écarts de conversion	-	(13)	(13)
Eléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(172)	(172)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(439)	-	(439)
Pertes et gains actuariels	(1 659)	51	(1 608)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	508	(16)	492
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	-	-	-
Eléments non-recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(35)	(35)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(1 150)	-	(1 150)
RÉSULTAT GLOBAL	8	-	8
<i>dont part du Groupe</i>	(245)	-	(245)
<i>dont part des participations ne donnant pas le contrôle</i>	253	-	253

12.3 État de flux de trésorerie au 30 juin 2016

En millions d'euros	30 juin 2016 publié	Ajustements IFRS 5	30 juin 2016 retraité
RÉSULTAT NET	1 597	-	1 597
- Résultat net des activités non poursuivies	-	(63)	(63)
RESULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUVIES	1 597	63	1 660
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(260)	6	(253)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	281	(5)	276
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	2 810	(428)	2 382
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(180)	(5)	(185)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(516)	(12)	(528)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	4	(1)	3
- Charge d'impôt	1 088	(190)	898
- Résultat financier	697	(22)	675
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	5 521	(592)	4 928
+ Impôt décaissé	(763)	378	(385)
Variation du besoin en fonds de roulement	36	330	366
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUVIES	4 793	116	4 909
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUVIES	-	(116)	(116)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	4 793	-	4 793
Investissements corporels et incorporels	(2 614)	424	(2 190)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(353)	-	(353)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(66)	-	(66)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(49)	-	(49)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	45	(3)	42
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	1 111	-	1 111
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	62	-	62
Cessions de titres disponibles à la vente	48	-	48
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	22	4	26
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	95	(1)	94
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	6	-	6
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUVIES	(1 692)	424	(1 267)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUVIES	-	(424)	(424)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(1 692)	-	(1 692)
Dividendes payés	(1 567)	-	(1 567)
Remboursement de dettes financières	(3 726)	-	(3 725)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(456)	-	(456)
Intérêts financiers versés	(442)	(16)	(458)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	63	-	63
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(17)	-	(17)
Augmentation des dettes financières	2 289	(52)	2 237
Augmentation/diminution de capital	1	-	1
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)	-	(2)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUVIES	(3 855)	(68)	(3 923)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUVIES	-	68	68
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(3 855)	-	(3 855)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	96	(1)	95
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	-	1	1
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(657)	-	(657)
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	-	-
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	9 183	-	9 183
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 526	-	8 526

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2017 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 27 juillet 2017

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 2017, 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 du conseil d'administration, dans un contexte sensible aux évolutions des marchés de l'énergie, qui prévalait déjà à la clôture de l'exercice précédent, et qui rend 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 27 juillet 2017

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES
Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres
Stéphane Pédrón

Ce document a été réalisé par le Groupe ENGIE. Il est disponible sur le site library.engie.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.



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

engie.com

