

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2018



A propos d'ENGIE

Nous sommes un groupe mondial de l'énergie et des services, qui repose sur trois métiers clés : la production d'électricité bas carbone, notamment à partir de gaz naturel et d'énergies renouvelables, les infrastructures énergétiques et les solutions clients. Portés par notre ambition de contribuer à un progrès harmonieux, nous relevons les grands défis mondiaux comme la lutte contre le réchauffement climatique, l'accès à l'énergie pour tous, ou la mobilité, et proposons à nos clients particuliers, entreprises et collectivités des solutions de production d'énergie et des services qui réconcilient intérêts individuels et enjeux collectifs.

Sobres en carbone, nos offres intégrées, performantes et durables s'appuient sur les technologies digitales. Au-delà de l'énergie, elles facilitent le développement de nouveaux usages et favorisent de nouveaux modes de vie et de travail.

Notre ambition est chaque jour portée par chacun de nos 150 000 salariés dans 70 pays. Avec nos clients et nos partenaires, ils constituent une communauté *d'imaginative builders* qui imaginent et construisent aujourd'hui des solutions d'avenir.

CA 2017 : 65 milliards d'euros. Coté à Paris et Bruxelles (ENGI), le Groupe est représenté dans les principaux indices financiers (CAC 40, BEL 20, Euro STOXX 50, STOXX Europe 600, MSCI Europe, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, Euro STOXX Utilities, STOXX Europe 600 Utilities) et extra-financiers (DJSI World, DJSI Europe et Euronext Vigeo Eiris - World 120, Eurozone 120, Europe 120, France 20, CAC 40 Governance).

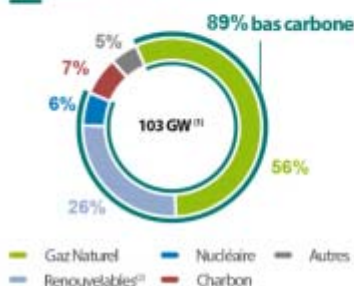
ENGIE AUJOURD'HUI



PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ BAS CARBONE



Répartition des capacités



(1) Au 31 décembre 2017, à 100%
(2) excl. hydro pompage-turbinage (3%)



INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES



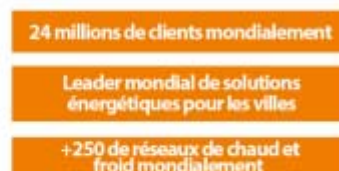
EBITDA infrastructures gazières



(3) Incl. Storage en France, régulé à partir du 1er janvier 2018
(4) EBITDA (bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement) 2017



SOLUTIONS CLIENTS



EBITDA par type de métier



SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2018	6
2	PERSPECTIVES.....	8
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS	9
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE.....	12
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	18
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	20
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	23
8	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	24
9	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS	24

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

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

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES	34
Note 2	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE.....	40
Note 3	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	51
Note 4	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	57
Note 5	INFORMATION SECTORIELLE.....	61
Note 6	COMPTE DE RÉSULTAT	65
Note 7	GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS.....	69
Note 8	INSTRUMENTS FINANCIERS	71
Note 9	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	76
Note 10	PROVISIONS.....	79

Note 11	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	81
Note 12	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	83
Note 13	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	84

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 2018	6
2	PERSPECTIVES.....	8
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS	9
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE.....	12
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	18
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	20
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	23
8	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	24
9	DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS.....	24

1 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE POUR LE PREMIER SEMESTRE 2018

Les données relatives au compte de résultat et flux de trésorerie de la période close le 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 - *Instruments Financiers* et IFRS 15 - *Produits des activités ordinaires* (*chiffre d'affaires*) tirés de *contrats conclus avec des clients*, ainsi que du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL). Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des notes aux comptes consolidés condensés semestriels.

ENGIE réalise, au cours du premier semestre 2018, des résultats solides et en croissance organique forte, bien qu'impactés par les effets défavorables des maintenances non programmées d'unités nucléaires belges.

Le **chiffre d'affaires** au 30 juin 2018 s'élève à 30,2 milliards d'euros, en variation de +0,1% en brut et de +0,8% en organique par rapport au premier semestre 2017.

La variation brute du chiffre d'affaires est impactée par un effet de change défavorable, notamment lié à la dépréciation du dollar américain et du real brésilien face à l'euro, ainsi que par des effets de périmètre globalement positifs.

La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique majoritairement par la forte augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable, principalement hydraulique, en France et au Brésil, et par la mise en œuvre de la régulation du stockage de gaz en France. Ces effets sont partiellement compensés en particulier par l'effet des nouvelles modalités de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz en Europe depuis fin 2017, sans effet sur l'EBITDA.

L'**EBITDA** de la période s'élève à 5,1 milliards d'euros, en variation de +1,3% en brut et en forte croissance organique de +6,2% par rapport au premier semestre 2017.

La croissance brute intègre un effet de change défavorable notamment lié à la dépréciation du dollar américain et du real brésilien face à l'euro et un effet périmètre légèrement négatif s'expliquant principalement par la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie début 2018 et des activités de génération thermique au Royaume-Uni et en Pologne en 2017. Cet effet périmètre est partiellement compensé par l'acquisition de deux concessions hydroélectriques au Brésil fin 2017 et par plusieurs acquisitions en 2017, dont Tabreed, leader des réseaux urbains de froid au Moyen-Orient, et Keepmoat Regeneration, leader des services de rénovation pour les collectivités locales au Royaume-Uni.

La croissance organique s'explique principalement par les effets constatés au niveau du chiffre d'affaires. La très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz, liée à un contexte de marché favorable en Europe, et à l'effet du changement du mode de gestion de certains contrats long terme de la *Business Unit* GEM, et les effets du programme de performance *Lean* 2018 contribuent également à cette croissance organique. Ces effets viennent plus que compenser l'indisponibilité d'unités nucléaires belges sur la période.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 3,1 milliards d'euros, en progression de +1,4% en brut et de +7,2% en organique par rapport au 30 juin 2017, en ligne avec les taux de croissance de l'EBITDA.

Le **résultat net part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,1 milliard d'euros, en amélioration par rapport au 30 juin 2017. Il intègre l'impact très positif de l'évolution de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente de commodités ainsi que les moindres dotations aux provisions pour restructuration. Ces effets sont partiellement compensés par de moindres plus-values de cessions par rapport au premier semestre 2017 et par l'effet des pertes de valeur sur la période.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 0,9 milliard d'euros, contre 1,2 milliard d'euros au 30 juin 2017. Il intègre -0,2 milliard d'euros de résultat net part du Groupe lié aux activités amont du gaz naturel liquéfié («Activités non poursuivies»).

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,5 milliard d'euros au 30 juin 2018, en forte hausse de 11,4% par rapport au 30 juin 2017, en lien avec l'amélioration constatée au niveau du résultat opérationnel

courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence à laquelle s'ajoute une amélioration du taux effectif d'impôt récurrent.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 1,5 milliard d'euros, s'améliore légèrement par rapport à l'an passé.

Le **cash-flow des opérations** (*Cash-Flow From Operations*) s'établit à 3,3 milliards d'euros, en recul de 0,6 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2017. Cette évolution s'explique par la normalisation de la variation de besoin en fonds de roulement pour -1,2 milliard d'euros, partiellement compensée par une amélioration de la génération de cash opérationnelle ⁽¹⁾, par une baisse du coût de la dette et par de moindres décaissements d'impôts.

La **dette nette** s'établit à 20,5 milliards d'euros, en réduction de 2,0 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2017. Elle bénéficie principalement de (i) la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (3,3 milliards d'euros), (ii) des effets du programme de rotation de portefeuille (3,4 milliards d'euros) ; avec notamment la finalisation des cessions des activités exploration-production, de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie, et des activités de distribution en Hongrie ainsi que le classement en «Actifs destinés à être cédés» de la participation dans Glow, opérateur de centrales de production d'électricité dans la région Asie-Pacifique, (iii) de l'évolution nette de l'encours d'obligations hybrides (0,4 milliard d'euros), (iv) ainsi que d'un effet change légèrement favorable. Ces éléments sont partiellement compensés par les investissements bruts de la période (3,6 milliards d'euros) ainsi que par le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (0,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros).

(1) i.e. marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

2 PERSPECTIVES

Confirmation des objectifs ⁽¹⁾ annuels 2018 :

- **un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,45 et 2,65 milliards d'euros.** Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,3 à 9,7 milliards d'euros ;
- **un ratio dette nette/EBITDA inférieur ou égal à 2,5x** et le maintien d'une **notation de catégorie «A»** ;
- **un dividende de 0,75 euro par action au titre de 2018**, payable en numéraire.

(1) Ces objectifs et cette indication excluent les contributions de l'E&P et du GNL et reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autre que ceux liés à IFRS 9 et IFRS 15, 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 2017 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2018 : €/€ : 1,22 ; €/BRL : 3,89 et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées au 31 décembre 2017. En outre, le maintien de la guidance 2018 repose sur l'hypothèse d'un redémarrage des unités nucléaires belges conformément au calendrier publié dans REMIT à ce jour.

3 ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	30 182	30 160	+0.1%	+0.8%
EBITDA	5 065	5 000	+1.3%	+6.2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 003)	(1 982)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 061	3 018	+1.4%	+7.2%

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 30 juin 2018 s'établit à 30,2 milliards d'euros, en légère augmentation par rapport au 30 juin 2017. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 0,8%. Ajustée de l'évolution favorable des températures en France, plus froides qu'en 2017, la croissance organique est de 0,6%.

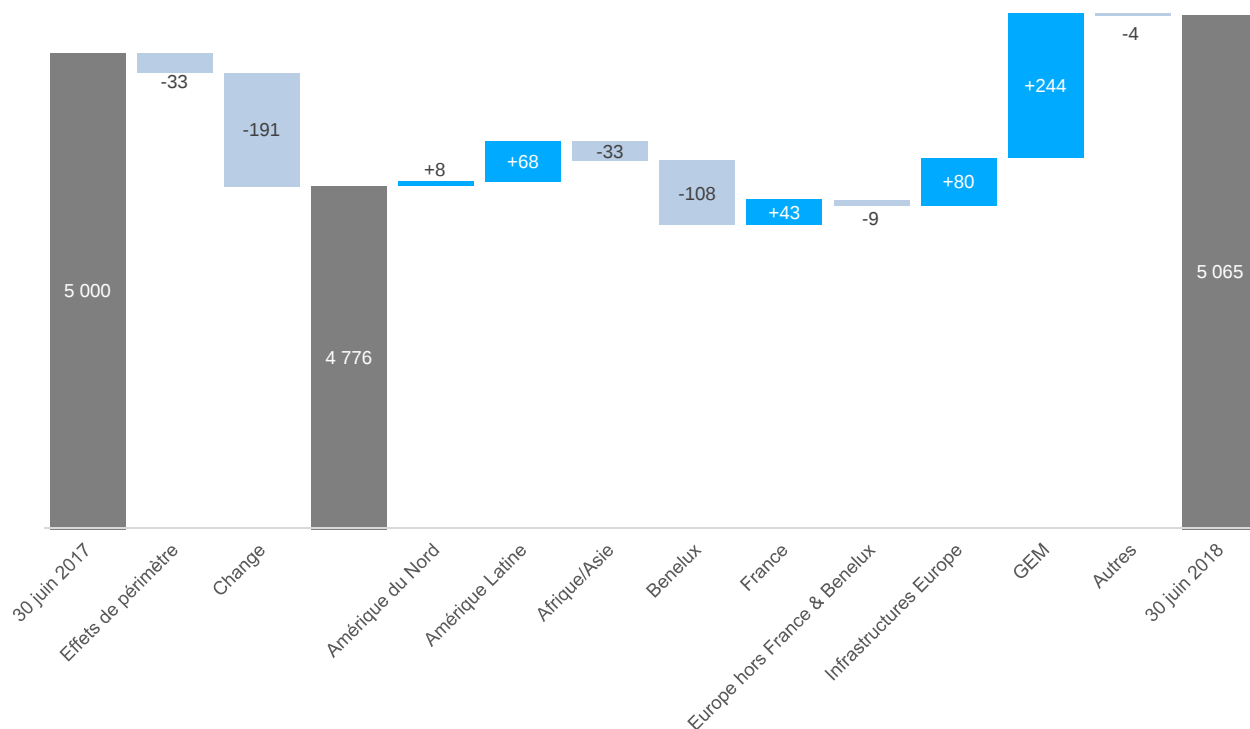
Les effets de change impactent significativement le chiffre d'affaires à hauteur de 684 millions d'euros et reflètent principalement la dépréciation du dollar américain et du real brésilien face à l'euro. Les effets de périmètre positifs (481 millions d'euros) comprennent principalement l'acquisition de la société de rénovation de bâtiments Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni (385 millions d'euros), de la société MCI spécialiste dans la réfrigération commerciale et industrielle en France (92 millions d'euros), l'obtention de deux concessions hydroélectriques au Brésil (91 millions d'euros), ainsi que l'acquisition de la société de services Talen aux États-Unis ; l'impact de ces acquisitions étant partiellement compensé par la cession des activités de génération thermique au Royaume-Uni et en Pologne en 2017 (306 millions d'euros) et celle de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie début 2018 (63 millions d'euros).

La croissance organique du chiffre d'affaires de 0,8% s'explique par la forte augmentation de la production d'électricité d'origine renouvelable, principalement hydraulique, en France et au Brésil, par la mise en œuvre de la régulation du stockage de gaz en France, par la hausse des ventes sur le segment de particuliers en Australie, ainsi que par la progression des ventes d'électricité sur le segment des particuliers en France. Ces effets sont partiellement compensés par l'effet des nouvelles modalités de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz en Europe depuis fin 2017 et dans une moindre mesure par la baisse des activités aval de ventes de gaz aux professionnels en France, par des conditions de marché moins favorables pour les activités thermiques en Europe, et par la baisse des volumes de production nucléaire en Belgique et des prix captés.

L'**EBITDA** augmente de 1,3% pour s'établir à 5,1 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en forte croissance de 6,2%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



La croissance brute intègre un effet de change défavorable (191 millions d'euros) notamment lié à la dépréciation du dollar américain ainsi que du real brésilien face à l'euro et un effet périmètre légèrement négatif (33 millions d'euros).

Cet effet de périmètre s'explique principalement par (i) la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie début 2018 (84 millions d'euros) et des activités de génération thermique au Royaume-Uni et en Pologne en 2017 (42 millions d'euros), (ii) partiellement compensée par l'obtention de deux concessions hydroélectriques au Brésil fin 2017, et par plusieurs acquisitions, notamment Tabreed, leader des réseaux urbains de froid au Moyen Orient, et Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni en 2017.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à +288 millions d'euros (+6,2%). La croissance organique de l'EBITDA s'explique principalement (i) par les effets constatés au niveau du chiffre d'affaires (à l'exception du changement de comptabilisation des contrats chez GEM, neutre en EBITDA), (ii) par la très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz dans un contexte de marché favorable en Europe, (iii) par l'effet du changement du mode de gestion de certains contrats long terme de la *Business unit* GEM, et (iv) par les effets du programme de performance *Lean* 2018.

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

- **L'EBITDA du segment Amérique du Nord** affiche une forte croissance organique de 9,0% du fait de l'effet température positif aux États-Unis sur les activités de production d'électricité d'origine thermique et de la contribution du champ solaire Holman mis en service au Texas au second semestre 2017 ;
- **L'EBITDA du segment Amérique Latine** présente une forte croissance organique de 8,7% qui s'explique principalement par l'amélioration de la contribution des activités de production hydroélectrique au Brésil, des augmentations tarifaires dans la distribution de gaz au Mexique et en Argentine ainsi que par de nouveaux contrats

long terme d'électricité au Chili. Ces effets sont partiellement compensés par la fin de contrats long terme d'électricité au Pérou fin 2017 ;

- **l'EBITDA du segment Afrique/Asie** connaît une décroissance organique forte de 6,2% s'expliquant principalement par des effets défavorables relatifs aux *one-offs* positifs en 2017 liés au contrat Fadhili en Arabie Saoudite et à la résolution de litiges au Moyen-Orient ainsi que par la fermeture de la centrale à charbon Hazelwood en Australie en mars 2017 ;
- **l'EBITDA du segment Benelux** est en décroissance organique très significative de 44,9% principalement à cause de la baisse de volumes liée majoritairement aux arrêts prolongés des centrales de Doel 3 et de Tihange 3 ainsi qu'à la baisse des prix captés de l'électricité. Ces effets sont partiellement compensés par des volumes favorables réalisés dans les activités de commercialisation d'énergie ;
- **l'EBITDA du segment France** présente une croissance organique de 5,3% principalement liée à la très forte augmentation de la production électrique renouvelable d'origine hydraulique partiellement compensée par la baisse des marges dans les activités de commercialisation de gaz aux particuliers ;
- **l'EBITDA du segment Europe hors France et Benelux** enregistre une décroissance organique de 2,5% qui s'explique notamment par la baisse des volumes et des tarifs de l'activité de distribution de gaz en Roumanie et par la réduction des marges dans la production d'électricité d'origine hydraulique au Royaume-Uni ;
- **l'EBITDA du segment Infrastructures Europe** affiche une croissance organique de 4,2% due principalement à la mise en œuvre de la régulation du stockage de gaz en France au 1^{er} janvier 2018 ainsi qu'à la bonne performance de GRDF, avec notamment un effet température favorable et une accélération du déploiement des compteurs communicants de gaz ;
- **l'EBITDA du segment GEM (Global Energy Management)** est en très forte croissance organique ; cela s'explique principalement par la très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz dans un contexte de marché favorable, comparativement au premier trimestre 2017 qui était marqué par des difficultés d'approvisionnement dans le sud de la France et par le changement du mode de gestion de certains contrats long terme ;
- **l'EBITDA du segment Autres** est en décroissance organique de 5,3% du fait notamment de la baisse de la contribution des activités thermiques en Europe, qui avaient bénéficié en 2017 de conditions de marché exceptionnellement favorables, partiellement compensée par les économies réalisées dans le cadre du programme *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 3,1 milliards d'euros, en progression de 1,4% en brut et de 7,2% en organique par rapport au 30 juin 2017, en ligne avec les taux de croissance de l'EBITDA.

4 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE

4.1 Amérique du Nord

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 539	1 460	+5,4%	+8,6%
EBITDA	102	100	+1,9%	+9,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(31)	(20)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	71	80	-11,7%	-4,7%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 1 539 millions d'euros, en hausse brute de 5,4%. L'effet négatif du taux de change est partiellement compensé par les effets de périmètre positifs nets résultant principalement de l'acquisition des activités de services de Talen en septembre 2017. Le chiffre d'affaires est en augmentation organique de 8,6%, principalement en raison de la hausse des prix et des volumes du fait des activités GNL.

L'**EBITDA** atteint 102 millions d'euros, en progression organique de 9%. Cette variation s'explique principalement par un effet température favorable sur l'activité de production thermique résiduelle dans le Nord-Est des États-Unis au premier trimestre 2018 et par la mise en service des actifs solaires d'Holman au deuxième semestre 2017.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 71 millions d'euros, en repli organique de 4,7%, dans la mesure où les effets positifs sur l'EBITDA mentionnés ci-dessus sont plus que compensés par un effet positif ponctuel sur les dotations nettes aux amortissements en 2017.

4.2 Amérique Latine

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 173	2 233	-2,6%	+8,6%
EBITDA	924	920	+0,4%	+8,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(203)	(218)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	721	702	+2,8%	+9,6%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique Latine s'établit à 2 173 millions d'euros, en recul brut de 2,6% et en progression organique de 8,6%. Le chiffre d'affaires brut est négativement impacté par la forte dépréciation du réal brésilien (-17%) et du dollar américain (-11%), ces effets négatifs n'étant que partiellement atténués par l'effet de périmètre des nouvelles concessions hydroélectriques au Brésil (Jaguara et Miranda) acquises fin 2017 et par la hausse organique du chiffre d'affaires. Au Brésil, la croissance organique est principalement due à un essor des ventes d'hydroélectricité sur le marché spot. Au Mexique et en Argentine, le chiffre d'affaires bénéficie de l'augmentation des tarifs dans les activités de distribution de gaz. Au Chili, l'activité est positivement impactée par le lancement de contrats de vente d'électricité avec des sociétés de distribution, tandis qu'au Pérou, elle est affectée par la fin de plusieurs de ces contrats à forte marge en 2017.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de 1,8 TWh et s'élèvent à 30,3 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en baisse de 0,2 TWh et s'établissent à 14,4 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 924 millions d'euros, en hausse organique de 8,7%, principalement sous l'effet de l'évolution du chiffre d'affaires précitée.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 721 millions d'euros, en variation organique de +9,6%, en lien avec l'évolution de l'EBITDA

4.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 892	1 950	-3,0%	+4,5%
EBITDA	534	665	-19,8%	-6,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(73)	(119)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	460	545	-15,7%	-3,5%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 1 892 millions d'euros, en baisse brute de 3,0% et en progression organique de 4,5%. Le chiffre d'affaires brut est impacté par un effet de change négatif sur le dollar américain et le dollar australien. L'impact net des effets de périmètre est non significatif ; l'effet négatif de la cession, en janvier 2018, de la centrale à base de charbon Loy Yang B située en Australie, étant compensé par la contribution positive de plusieurs acquisitions dans le domaine des solutions client en Afrique du Sud, au Maroc, en Côte d'Ivoire, en Ouganda et en Australie. La croissance organique s'explique principalement par une hausse des ventes dans les activités de commercialisation en Australie et une augmentation des volumes de production d'électricité thermique contractée en Thaïlande. Ces effets sont partiellement compensés par l'impact de la fermeture, en mars 2017, de la centrale à charbon d'Hazelwood en Australie et par la baisse des volumes de production d'électricité thermique contractée en Turquie.

Les ventes d'électricité sont en baisse de 4,8 TWh et s'élèvent à 17,4 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la fermeture d'Hazelwood et de la cession de Loy Yang B.

L'**EBITDA** atteint 534 millions d'euros, en baisse brute de 19,8% et organique de 6,2%. La baisse brute de l'EBITDA s'explique par l'impact des effets de change cités précédemment et par la cession de Loy Yang B, partiellement compensés par la contribution positive de Tabreed (réseaux de froid) aux Émirats Arabes Unis. L'évolution négative en organique résulte de la comptabilisation d'éléments positifs ponctuels en 2017 au Moyen-Orient (impact du contrat Fadhilli et issue favorable de certains litiges) et de la moindre contribution des activités australiennes avec notamment la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood et de moindres performances des activités de commercialisation.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 460 millions d'euros, en variation organique de -3,5%, essentiellement pour les mêmes raisons que celles précitées pour l'EBITDA, la décroissance étant partiellement compensée par de moindres dotations nettes aux amortissements dues à la cession et à la fermeture d'actifs thermiques en Australie.

4.4 Benelux

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 405	3 490	-2,5%	-2,4%
EBITDA	133	242	-44,9%	-44,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(283)	(267)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(149)	(26)	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 3 405 millions d'euros, en diminution brute de 2,5% par rapport au premier semestre 2017. Cette baisse provient des activités de production d'électricité d'origine nucléaire qui sont à la fois affectées par un recul des volumes du fait d'arrêts plus importants en 2018 qu'en 2017 (en particulier Doel 3 depuis le 22 septembre 2017 et Tihange 3 depuis le 31 mars 2018) et par une diminution des prix captés. Ces effets négatifs sont partiellement compensés par les effets volumes favorables enregistrés dans les activités de commercialisation d'énergie.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes totales d'électricité s'établissent à 15,2 TWh, en baisse de 3,2 TWh. Aux Pays-Bas, les ventes totales d'électricité s'élèvent à 5,3 TWh, en progression de 0,5 TWh.

Les ventes de gaz naturel au Benelux, qui s'élèvent à 30,1 TWh, affichent une progression de +1,7 TWh par rapport au premier semestre 2017 du fait d'un effet climatique favorable et des gains nets de nouveaux clients.

L'**EBITDA** s'élève à 133 millions d'euros, en décroissance organique de 44,9% du fait des effets mentionnés ci-avant concernant les activités de production d'électricité d'origine nucléaire.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** qui s'établit à -149 millions d'euros, en recul de 124 millions d'euros par rapport au premier semestre 2017, suit l'évolution de l'EBITDA.

4.5 France

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	7 813	7 265	+7,5%	+5,2%
EBITDA	858	820	+4,6%	+5,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(306)	(293)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	553	527	+4,8%	+5,4%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %
Ventes de gaz	54,6	56,2	-2,8%
Ventes d'électricité	22,2	17,4	+27,2%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique	1,0	0,5	+0,6
(signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)			

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 7 813 millions d'euros, en hausse brute de 7,5% et en hausse organique de 5,2%. La croissance brute intègre l'effet de l'acquisition de plusieurs sociétés de services sur le segment des professionnels (principalement MCI et Icomera). La hausse organique est principalement liée à la forte augmentation de la production électrique d'origine hydraulique et à la progression des ventes d'électricité sur le segment des particuliers.

Les ventes de gaz naturel diminuent de 1,6 TWh du fait des pertes de clients particuliers liées à la pression concurrentielle (-2,2 TWh), partiellement compensées par l'effet température favorable (+0,6 TWh). Les ventes d'électricité augmentent de 4,8 TWh par rapport au premier semestre 2017 grâce à la poursuite du développement des offres aux clients particuliers (+1,9 TWh) et à la hausse des ventes à partir de la production électrique d'origine hydraulique (+3,1 TWh) et malgré une baisse de 0,2 TWh pour France Réseaux.

L'**EBITDA** s'établit à 858 millions d'euros, en hausse de 5,3% en organique. Cette hausse s'explique principalement par la très forte augmentation de la production électrique d'origine hydraulique partiellement compensée par une baisse des marges dans les activités de commercialisation de gaz aux particuliers.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 553 millions d'euros, en croissance organique de 5,4%, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

4.6 Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 769	4 236	+12,6%	+4,7%
EBITDA	375	389	-3,7%	-2,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(97)	(100)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	279	289	-3,6%	-2,7%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 4 769 millions et affiche une croissance brute de 12,6% et organique de 4,7% principalement sur l'activité Solutions Clients. La croissance brute intègre une variation de périmètre positive liée à l'acquisition majeure dans la rénovation des bâtiments au Royaume-Uni (Keepmoat Regeneration en avril 2017). L'effet change négatif est principalement dû à la dépréciation de la livre sterling, du leu roumain et du franc suisse. La croissance organique de 4,7% est liée au démarrage de l'activité de ventes d'énergie aux particuliers en juin 2017 au Royaume-Uni, à l'effet prix positif sur l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité en Roumanie, ainsi qu'au développement des services en Allemagne, Suisse et Espagne.

Les ventes d'électricité s'élèvent à 14,3 TWh, en recul de 0,2 TWh par rapport à Juin 2017. Les ventes de gaz sont stables et s'établissent à 39,7 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 375 millions d'euros et enregistre une décroissance organique de 2,5%. Cette baisse s'explique notamment par la baisse des volumes et des tarifs sur l'activité de distribution en Roumanie et par la réduction de la marge électricité sur les ventes au marché au Royaume-Uni par rapport au premier semestre 2017.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 279 millions d'euros, en variation organique de -2,7% en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

4.7 Infrastructures Europe

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 054	2 872	+6,3%	+6,4%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	3 695	3 515	+5,1%	
EBITDA	1 965	1 885	+4,2%	+4,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(726)	(710)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 239	1 175	+5,5%	+5,5%

Le **chiffre d'affaires** du secteur atteint 3 054 millions d'euros, en progression de 6,3% par rapport à 2017. Cette hausse s'explique principalement par la mise en œuvre de la régulation de stockage de gaz en France au 1^{er} janvier 2018, par un développement marqué des ventes pour compte propre au Royaume-Uni pour les activités de stockage et par un effet température favorable ⁽¹⁾ pour les infrastructures de distribution. Cette hausse est partiellement compensée par l'impact négatif de l'évolution tarifaire d'accès aux infrastructures de distribution (-2,05% au 1^{er} juillet 2017).

(1) 2,8 TWh de température froide en 2018 et 1,2 TWh de température froide en 2017 soit +11 millions d'euros valorisés à 7 €/MWh.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 1 965 millions d'euros, en hausse de 4,2% principalement du fait de la mise en œuvre de la régulation de stockage de gaz en France et de la bonne performance de GRDF avec notamment un effet température favorable.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 1 239 millions d'euros, en hausse de 5,5% par rapport à 2017 en lien avec la hausse de l'EBITDA.

4.8 GEM

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 214	3 800	-15,4%	-15,0%
EBITDA	124	(120)	NA	NA
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(20)	(20)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	104	(140)	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM au 30 juin 2018 s'élève à 3 214 millions d'euros, en baisse organique de 15% par rapport à fin juin 2017. Cette évolution s'explique principalement par des nouvelles modalités de comptabilisation appliquées depuis fin 2017 aux contrats d'approvisionnement long terme de gaz ⁽¹⁾.

L'**EBITDA** s'établit à 124 millions d'euros, en forte hausse par rapport à fin juin 2017, du fait de la très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz dans un contexte de marché favorable en 2018 alors que le premier trimestre 2017 était marqué par des difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France et du changement du mode de gestion de certains contrats long terme.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 104 millions d'euros à fin juin 2018, en croissance brute et organique, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

4.9 Autres

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 322	2 854	-18,7%	-8,9%
EBITDA	50	99	-49,3%	-5,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(266)	(234)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(215)	(135)	-59,4%	+28,5%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en %
Ventes de gaz en France	22,0	25,0	-11,9%
Ventes d'électricité en France	12,8	12,8	+0,0%

(1) A compter du 1^{er} octobre 2017, la gestion de ces contrats s'inscrit dans une logique de gestion individuelle des contrats face aux marchés et non plus de gestion en portefeuille. En conséquence, la comptabilité de juste valeur est appliquée à la plupart de ces contrats. Ainsi les résultats du segment incluent les pertes et les gains réalisés et latents relatifs à ces contrats qui sont évalués à la juste valeur par résultat et inclus dans la marge nette présentée en chiffre d'affaires.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	30 juin 2018	30 juin 2017	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	0,3	0,1	+0,1

Le secteur Autres englobe principalement les activités de (i) la BU Génération Europe, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT, (iv) Entreprises & Collectivités, 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.

Le **chiffre d'affaires** s'établit à 2 322 millions d'euros, en diminution brute de 18,7% et organique de 8,9%. Les effets non organiques proviennent principalement de la cession en 2017 des activités de génération thermique en Angleterre et en Pologne.

La décroissance organique sur la période provient principalement de la baisse des activités aval de ventes de gaz en France et de conditions de marché moins favorables sur la production d'électricité en Europe.

Les ventes de gaz diminuent de 3,0 TWh du fait de la forte pression concurrentielle, malgré un effet climatique légèrement positif. ENGIE dispose d'une part de marché de 20% à fin juin 2018 contre 22% à fin juin 2017.

Les ventes totales d'électricité s'établissent à 17,7 TWh, en baisse de 6,8 TWh par rapport à juin 2017. Cette décroissance est essentiellement liée à la cession des actifs de génération thermique en Angleterre et en Pologne et à la fin du contrat de la centrale de Rosen en Italie.

L'**EBITDA** s'élève à 50 millions d'euros, en décroissance brute et organique par rapport à fin juin 2017 s'expliquant principalement par la moindre contribution des activités de génération thermique en Europe, le 1^{er} semestre 2017 ayant été marqué par des conditions de marché particulièrement favorables, partiellement compensée par la contribution des effets du programme de performance *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -215 millions d'euros, en décroissance brute et organique en lien avec celle de l'EBITDA.

5 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3 061	3 018	+1.4%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	520	(600)	
Pertes de valeur	(752)	4	
Restructurations	(50)	(475)	
Effets de périmètre	(102)	620	
Autres éléments non récurrents	(13)	(39)	
Résultat des activités opérationnelles	2 665	2 528	+5.4%
Résultat financier	(665)	(734)	
Impôts sur les bénéfices	(657)	(373)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 344	1 422	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(119)	184	
RÉSULTAT NET	1 225	1 606	-23.7%
Résultat net part du Groupe	938	1 205	
dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	1 081	1 025	
dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	(142)	180	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	287	401	
dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	263	397	
dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	24	4	

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 665 millions d'euros contre 2 528 millions d'euros au 30 juin 2017. 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 positif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (ii) des charges de restructurations moins importantes, (iii) partiellement compensés par les pertes de valeur comptabilisées sur le premier semestre 2018 et (iv) des pertes enregistrées sur des cessions d'actifs.

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact positif de 520 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de 600 millions d'euros au 30 juin 2017. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement positifs sur ces positions, partiellement compensés par des effets nets négatifs liés au débouclage de positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2017 ;
- des pertes de valeur nettes de -752 millions d'euros, contre +4 millions d'euros au 30 juin 2017 portant essentiellement sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe et en Amérique Latine (cf. Note 6.1.2) ;
- des charges de restructuration de 50 millions d'euros (contre 475 millions d'euros au 30 juin 2017), comprenant principalement des coûts liés à des fermetures de site ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à -102 millions d'euros, comprenant notamment le résultat relatif à la cession de la centrale de production d'électricité à base charbon de Loy Yang B en Australie (cf. Note 3.1.1) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -13 millions d'euros (contre -39 millions d'euros au 30 juin 2017).

L'amélioration du **résultat financier** (-665 millions d'euros au 30 juin 2018 contre -734 millions d'euros au 30 juin 2017) résulte principalement d'un volume moyen de dette en baisse par rapport au 30 juin 2017 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisées par le Groupe.

La **charge d'impôt** au 30 juin 2018 s'établit à -657 millions d'euros (contre -373 millions d'euros au 30 juin 2017). Le taux effectif d'impôt s'élève à 36,7% au 30 juin 2018 contre 22,9% au 30 juin 2017. La hausse du taux effectif d'impôt provient essentiellement des plus-values de cessions significatives non fiscalisées en 2017, ainsi que des pertes de valeur non fiscalisées comptabilisées en 2018 et ce malgré la reconnaissance d'un impôt différé actif en Australie en 2018. Le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 25,3%, contre 31,7% à fin juin 2017.

Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +263 millions d'euros, contre +397 millions d'euros au juin 2017. La diminution est notamment liée (i) à la variation des pertes de valeur et (ii) à la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B.

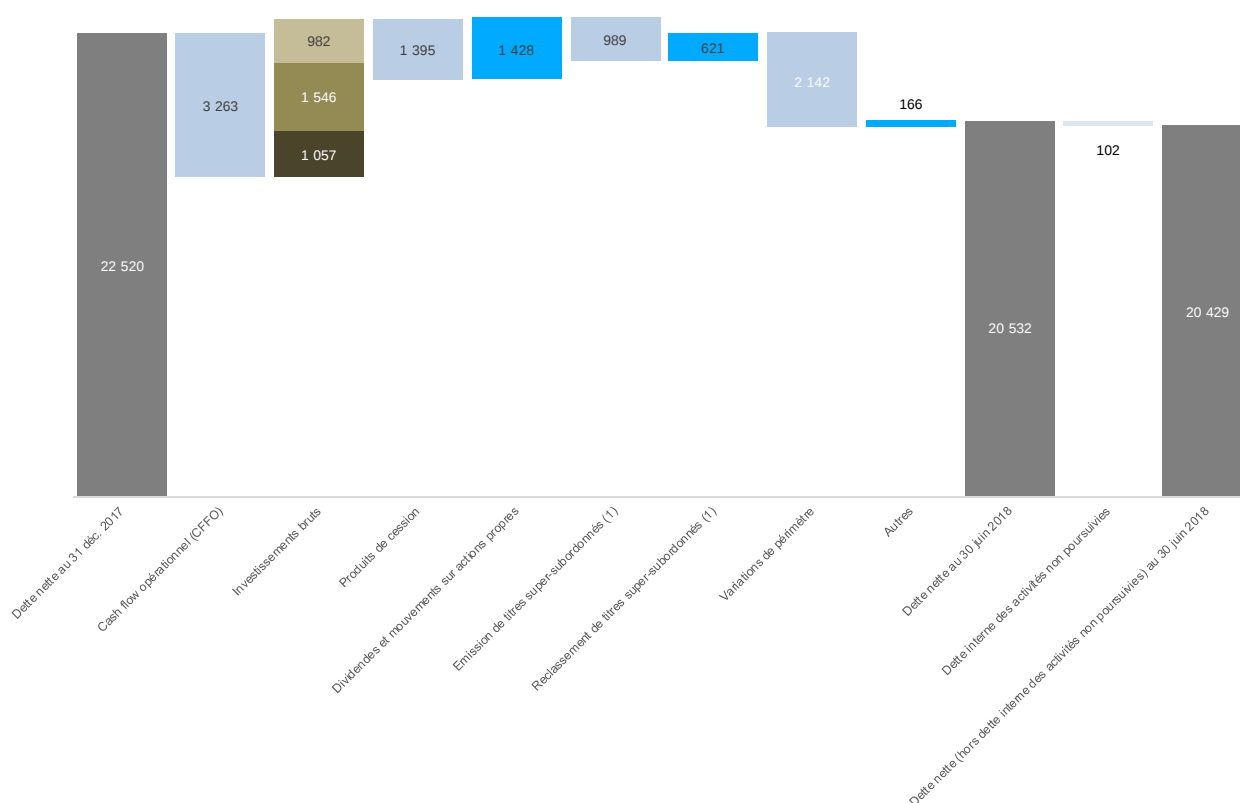
6 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La **dette nette** s'établit à 20,5 milliards d'euros, en réduction de 2,0 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2017. Elle bénéficie principalement de (i) la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (3,3 milliards d'euros), (ii) des effets du programme de rotation de portefeuille (3,4 milliards d'euros) ; avec notamment la finalisation des cessions des activités exploration-production, de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie, et des activités de distribution en Hongrie ainsi que du classement en «Actifs destinés à être cédés» de la participation dans Glow, opérateur de centrales de production d'électricité dans la région Asie-Pacifique, (iii) de l'évolution nette de l'encours d'obligations hybrides (0,4 milliard d'euros), (iv) ainsi que d'un effet change légèrement favorable. Ces éléments sont partiellement compensés par les investissements bruts de la période (3,6 milliards d'euros) ainsi que par le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (0,8 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard euros).

La dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies) s'élève à 20 429 millions d'euros contre 20 788 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



(1) Cf. Note 8.5 «Titres super-subordonnés».

	Investissements de maintenance
	Investissements de développement
	Investissements financiers

Le ratio dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies) sur EBITDA s'établit au 30 juin 2018 à 2,21 :

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017
Dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies)	20 429	20 788
EBITDA (sur 12 mois glissants)	9 262	9 198
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,21	2,26

Le ratio dette nette économique (hors dette interne des activités non poursuivies) sur EBITDA s'établit au 30 juin 2018 à 3,77 :

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017
Dette nette économique (hors dette interne des activités non poursuivies)	34 927	35 124
EBITDA (sur 12 mois glissants)	9 262	9 198
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	3,77	3,82

6.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

Le **cash-flow des opérations** (*Cash-Flow From Operations*) s'établit à 3,3 milliards d'euros, en recul de 0,6 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2017. Cette évolution s'explique par la normalisation de la variation de besoin en fonds de roulement pour -1,2 milliard d'euros, partiellement compensée par une amélioration de la génération de cash opérationnelle ⁽¹⁾, par une baisse du coût de la dette et de moindres décaissements d'impôts.

6.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 3 585 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 982 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition en Amérique du Nord (311 millions d'euros) de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables (éolien et solaire) et des services (micro-réseau d'électricité, réseau de chaleur et de climatisation), en Afrique (137 millions d'euros) de sociétés opérant dans l'éolien et les services, et (ii) de l'augmentation de 136 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 1 546 millions d'euros, dont 609 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales thermiques et développement de champs éoliens et photovoltaïques au Brésil et au Chili), 343 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe (projets de fluidification et de développement du réseau de transport de gaz en France), 245 millions d'euros sur le secteur France (principalement projets renouvelables) et enfin 153 millions d'euros sur le secteur Amérique du Nord (principalement pour le développement de projets éoliens) ;
- et des investissements de maintenance de 1 057 millions d'euros.

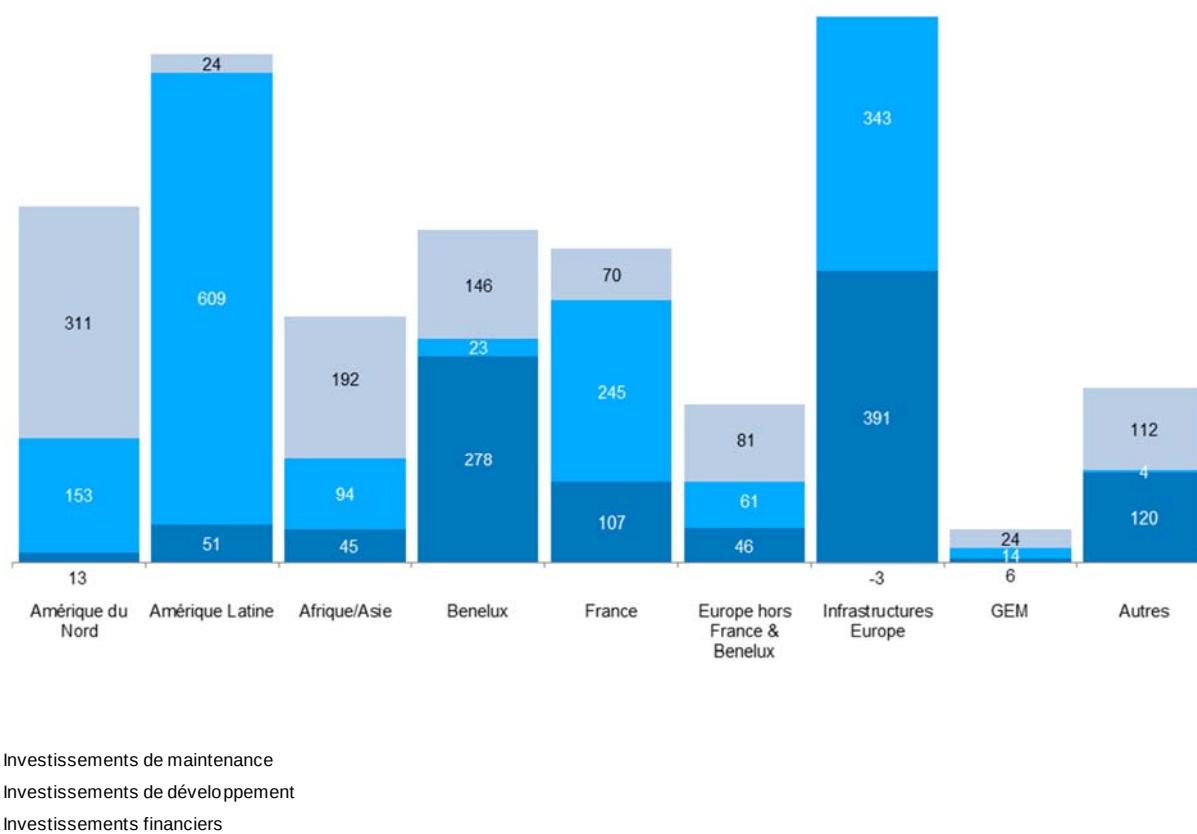
Les cessions représentent un montant cash de 1 395 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de sa participation de 70% dans sa filiale ENGIE E&P International (EPI), de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie, ainsi que de ses activités de distribution de gaz en Hongrie.

En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-2 142 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 48 millions d'euros.

(1) i.e. marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

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 1 428 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 847 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2017 versé en mai 2018 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 492 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 88 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.4 Endettement net au 30 juin 2018

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 79% en euros, 16% en dollars américains et 5% en réal brésilien au 30 juin 2018.

La dette nette est libellée à 84% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 11 ans.

Au 30 juin 2018, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13 milliards d'euros.

7 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017	Variation nette
Actifs non courants	90 909	92 412	(1 503)
<i>dont goodwill</i>	<i>17 376</i>	<i>17 285</i>	<i>91</i>
<i>dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	<i>55 047</i>	<i>57 566</i>	<i>(2 518)</i>
<i>dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	<i>7 880</i>	<i>7 606</i>	<i>274</i>
Actifs courants	60 373	57 728	2 645
<i>dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	<i>4 280</i>	<i>6 687</i>	<i>(2 407)</i>
Capitaux propres	41 877	42 122	(245)
Provisions	21 795	21 715	80
Dettes financières	31 769	32 982	(1 213)
Autres passifs	55 840	53 320	2 520
<i>dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	<i>2 670</i>	<i>3 371</i>	<i>(701)</i>

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 55,0 milliards d'euros, en baisse de -2,5 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette variation résulte pour l'essentiel du classement des activités amont dans le gaz naturel liquéfié (GNL) en «Activités non poursuivies» et de la participation dans la société thaïlandaise Glow en «Actifs destinés à être cédés» (-2,2 milliards d'euros) (cf. Note 3.2), des amortissements (-1,9 milliards d'euros), des pertes de valeurs nettes sur les immobilisations corporelles portant essentiellement sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe et en Amérique Latine (-0,7 milliards d'euros), des écarts de conversion (-0,3 milliard d'euros), partiellement compensés par les acquisitions et développements de la période (+2,6 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont stables à 17,4 milliards d'euros.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 41,9 milliards d'euros, en baisse de -0,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-1,4 milliard d'euros, dont 0,8 milliard d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,6 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle) et des autres éléments du résultat global, partiellement compensée par l'évolution nette de l'encours des obligations hybrides d'un montant de +0,4 milliard d'euros.

Les **provisions** s'élèvent à 21,8 milliards d'euros, et sont stables par rapport au 31 décembre 2017.

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 2018 aux activités amont dans le gaz naturel liquéfié (GNL) et à la participation dans la société thaïlandaise Glow (cf. Note 3.2).

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 2017 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2018.

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

La section facteurs de risque (Chapitre 2) du Document de Référence 2017 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 9 et la Note 11 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2018.

Les risques et incertitudes relatifs à la valeur comptable des *goodwills*, immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés dans la Note 7 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2018 et dans la Note 12.2 des états financiers consolidés au 31 décembre 2017.

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

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux		27 998	26 832
Chiffre d'affaires sur autres contrats		2 184	3 328
CHIFFRE D'AFFAIRES	5.2	30 182	30 160
Achats		(15 632)	(16 125)
Charges de personnel		(5 320)	(5 051)
Amortissements, dépréciations et provisions		(1 841)	(1 741)
Autres charges opérationnelles		(5 226)	(5 086)
Autres produits opérationnels		690	691
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		2 852	2 849
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5.2	209	169
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5.2	3 061	3 018
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		520	(600)
Pertes de valeur		(752)	4
Restructurations		(50)	(475)
Effets de périmètre		(102)	620
Autres éléments non récurrents		(13)	(39)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	6.1	2 665	2 528
Charges financières		(1 038)	(1 106)
Produits financiers		373	372
RÉSULTAT FINANCIER	6.2	(665)	(734)
Impôt sur les bénéfices	6.3	(657)	(373)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 344	1 422
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	3.2.2	(119)	184
RÉSULTAT NET		1 225	1 606
Résultat net part du Groupe		938	1 205
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		1 081	1 025
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		(142)	180
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		287	401
dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		263	397
dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		24	4
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)		0,36	0,47
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		0,42	0,39
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		(0,06)	0,08
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)		0,36	0,47
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		0,41	0,39
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		(0,06)	0,08

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «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

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Notes	30 juin 2018	30 juin 2018 Quote-part du Groupe	30 juin 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2017 ⁽¹⁾	30 juin 2017 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	30 juin 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 225	938	287	1 606	1 205	401
Instruments de capitaux propres	8.1	38	38	-	(386)	(386)	-
Couverture d'investissement net		34	34	-	262	262	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		(114)	(125)	11	295	281	14
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		64	63	1	5	(3)	7
Impôts différés sur éléments ci-dessus		33	34	(2)	(146)	(139)	(7)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		148	148	-	(50)	(50)	-
Écarts de conversion		(196)	(196)	1	(1 800)	(1 573)	(227)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		279	282	(3)	(4)	(1)	(3)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		286	278	8	(1 824)	(1 609)	(215)
Instruments de capitaux propres	8.1	(2)	(2)	-	(5)	(5)	-
Pertes et gains actuariels		(395)	(375)	(20)	97	82	16
Impôts différés sur éléments ci-dessus		108	96	13	(36)	(33)	(3)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		3	1	2	22	22	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(4)	(2)	(2)	-	-	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(290)	(282)	(8)	78	65	13
RÉSULTAT GLOBAL		1 221	934	287	(141)	(339)	198

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «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 DE SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants				
Goodwills	7	17 376	17 285	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	7	6 495	6 504	6 640
Immobilisations corporelles nettes	7	48 553	51 061	57 775
Autres actifs financiers	8.1	5 689	5 586	5 243
Instruments financiers dérivés	8.1	3 625	2 949	3 603
Actifs de contrats	8.1	2	-	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence		7 880	7 606	6 815
Autres actifs non courants		397	566	430
Impôts différés actif		892	854	1 297
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		90 909	92 412	99 175
Actifs courants				
Autres actifs financiers	8.1	2 483	2 010	1 746
Instruments financiers dérivés	8.1	13 657	7 378	9 047
Créances commerciales et autres débiteurs	8.1	12 233	13 126	14 160
Actifs de contrats	8.1	7 047	6 930	6 529
Stocks		3 792	4 161	3 663
Autres actifs courants		7 346	8 508	10 697
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8.1	9 535	8 929	9 810
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3.2	4 280	6 687	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS		60 373	57 728	59 157
TOTAL ACTIF		151 282	150 140	158 332

(1) Les données comparatives au 31 décembre et 1^{er} janvier 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «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.

PASSIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2017 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		36 673	36 283	39 253
Participations ne donnant pas le contrôle		5 204	5 840	5 784
TOTAL CAPITAUX PROPRES		41 877	42 122	45 037
Passifs non courants				
Provisions		18 947	18 434	19 466
Emprunts à long terme	8.2	24 697	25 292	24 405
Instruments financiers dérivés	8.2	3 563	2 980	3 410
Autres passifs financiers	8.2	31	32	200
Passifs de contrats	8.2	45	258	265
Autres passifs non courants		895	1 007	1 180
Impôts différés passif		5 251	5 215	6 782
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		53 427	53 218	55 709
Passifs courants				
Provisions		2 848	3 281	2 693
Emprunts à court terme	8.2	7 514	8 175	12 544
Instruments financiers dérivés	8.2	15 258	8 720	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	8.2	13 897	16 404	17 042
Passifs de contrats	8.2	3 181	3 317	2 545
Autres passifs courants		10 611	11 530	13 233
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	3.2	2 670	3 371	300
TOTAL PASSIFS COURANTS		55 977	54 799	57 586
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		151 282	150 140	158 332

(1) Les données comparatives au 31 décembre et 1^{er} janvier 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «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 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	Vari- ations de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	2 435	32 506	1 967	3 273	(1 137)	1 296	(761)	39 578	5 870	45 447
Impact IFRS 9 & 15 (cf. Note 2)		-	-	(18)	-	(307)	-	-	(325)	(86)	(411)
CAPITAUX PROPRES AU 1^{er} JANVIER 2017 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	1 949	3 273	(1 444)	1 296	(761)	39 253	5 784	45 037
Résultat net				1 205					1 205	401	1 606
Autres éléments du résultat global				65		78	(1 686)		(1 544)	(203)	(1 747)
RÉSULTAT GLOBAL				1 270	-	78	(1 686)	-	(339)	198	(141)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				18					18	-	18
Dividendes distribués en numéraire				(1 213)					(1 213)	(315)	(1 528)
Achat/vente d'actions propres				(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 de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	48	48
Autres variations				(2)					(2)	2	-
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2017 ⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	2 003	3 188	(1 367)	(391)	(737)	37 638	5 719	43 356

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2017, 30 juin 2017 et 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «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.

ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Vari- ations de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2017	2 435 285 011	2 435	32 506	1 455	3 129	(915)	(1 088)	(883)	36 639	5 938	42 577
Impact IFRS 9 & 15 (cf. Note 2)	-	-	-	(122)	-	(270)	36	-	(357)	(99)	(455)
Reclassements des primes et coupons relatifs aux titres super-subordonnés ⁽¹⁾	-	-	-	(570)	570	-	-	-	-	-	-
CAPITAUX PROPRES AU 1^{er} JANVIER 2018 ⁽²⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	763	3 699	(1 184)	(1 053)	(883)	36 282	5 840	42 122
Résultat net				938	-	-	-	-	938	287	1 225
Autres éléments du résultat global				(282)	-	382	(104)	-	(4)	-	(4)
RÉSULTAT GLOBAL				656	-	382	(104)	-	934	287	1 221
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				45					45	-	45
Dividendes distribués en numéraire ⁽³⁾				(847)					(847)	(587)	(1 434)
Achat/vente d'actions propres				(103)	-	-	-	102	(1)	-	(1)
Emission de titres super- subordonnés à durée indéterminée ⁽¹⁾				(11)	1 000				989	-	989
Reclassement en dette de titres super-subordonnés ⁽¹⁾				(21)	(600)				(621)		(621)
Coupons des titres super- subordonnés				(88)	-				(88)		(88)
Transactions entre actionnaires				(25)					(25)	14	(10)
Transactions avec impacts sur les minoritaires ⁽⁴⁾										(360)	
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	14	14
Autres variations				6	-	(1)			5	(4)	1
CAPITAUX PROPRES AU 30 JUIN 2018	2 435 285 011	2 435	32 506	374	4 099	(803)	(1 157)	(780)	36 673	5 204	41 877

(1) Pour des raisons de clarté, il a été décidé de présenter dorénavant la valeur des titres super-subordonnés en valeur nominale alors qu'ils étaient précédemment inscrits sous déduction des primes et coupons. Ce changement est sans impact sur les capitaux propres. Les opérations de la période sont commentées dans la Note 8.5 «Titres super-subordonnés».

(2) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2017, 30 juin 2017 et 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(3) L'Assemblée Générale du 18 mai 2018 a décidé la distribution d'un dividende de 0,70 euro par action au titre de l'exercice 2017. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,07 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2017, 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 0,35 euro par action ayant été payé en numéraire le 13 octobre 2017 pour un montant de 836 millions d'euros, le Groupe a réglé en numéraire le 24 mai 2018, pour un montant de 847 millions d'euros, le solde du dividende de 0,35 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,42 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

(4) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. note 3.1.2.)

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

ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 225	1 606
- Résultat net des activités non poursuivies		(119)	184
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		1 344	1 422
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(209)	(169)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		304	276
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		2 360	1 804
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		110	(616)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(520)	600
- Autres éléments sans effet de trésorerie		54	18
- Charge d'impôt		657	373
- Résultat financier		661	620
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	4.4	4 760	4 326
+ Impôt décaissé	4.4	(291)	(569)
Variation du besoin en fonds de roulement	4.4	(968)	279
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 501	4 036
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		82	(26)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		3 583	4 010
Investissements corporels et incorporels	4.5	(2 603)	(2 285)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4.5	(432)	(574)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4.5	(133)	(483)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	4.5	(279)	(164)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		80	30
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		791	3 308
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		2	118
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		44	33
Intérêts reçus d'actifs financiers	4.4	15	(19)
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	4.4	40	144
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	4.5	(88)	(57)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(2 562)	50
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(155)	67
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(2 717)	117
Dividendes payés ⁽²⁾		(1 428)	(1 622)
Remboursement de dettes financières		(4 348)	(2 447)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	4.4	(190)	(306)
Intérêts financiers versés	4.4	(342)	(422)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	4.4	35	53
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(111)	(226)
Augmentation des dettes financières		4 225	2 231
Augmentation/diminution de capital		15	48
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		989	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(1)	5
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	4.5	(13)	(220)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(1 168)	(2 906)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		1 020	5
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(148)	(2 901)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(109)	(127)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		(1)	37
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		607	1 136
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(1)	(21)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		8 929	9 813
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		9 535	10 927

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «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 88 millions d'euros au 30 juin 2018 (85 millions d'euros au 30 juin 2017).

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	34
Note 2	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	40
Note 3	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	51
Note 4	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	57
Note 5	INFORMATION SECTORIELLE	61
Note 6	COMPTE DE RÉSULTAT	65
Note 7	GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS	69
Note 8	INSTRUMENTS FINANCIERS	71
Note 9	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	76
Note 10	PROVISIONS	79
Note 11	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	81
Note 12	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	83
Note 13	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	84

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 26 juillet 2018, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2018 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 2018, 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 dès lors 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 2017, 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 2017 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2018

- **IFRS 9 – Instruments Financiers.**

En juillet 2014, l'IASB a publié une nouvelle norme sur les instruments financiers. IFRS 9 inclut les trois volets principaux suivants :

- **Classement et évaluation des actifs et passifs financiers**
La norme requiert que les actifs financiers soient classés en fonction de leur nature, des caractéristiques de leurs flux de trésorerie contractuels et du modèle économique suivi pour leur gestion.
- **Dépréciation**
IFRS 9 détermine les principes et la méthodologie à appliquer pour évaluer et comptabiliser les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers, les engagements de prêts et les garanties financières.

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

– **Comptabilité de couverture**

Le nouveau texte vise un meilleur alignement entre comptabilité de couverture et gestion des risques en établissant une approche davantage fondée sur les principes de gestion des risques.

Le Groupe applique IFRS 9, dans son entièreté, depuis le 1^{er} janvier 2018 et a fait le choix de retraiter l'information comparative de l'exercice 2017.

En ce qui concerne le classement et l'évaluation des instruments de capitaux propres non détenus à des fins de transaction, le Groupe a choisi de les comptabiliser à la juste valeur par résultat ou en autres éléments du résultat global, en fonction du caractère stratégique et long terme de ces investissements.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers, sous IFRS 9, est basé sur une méthode des pertes de valeur attendues. Le Groupe a retenu, pour les créances commerciales et actifs de contrats sans composante de financement significative, une approche matricielle de provisionnement pour calculer les pertes de valeur attendues. Cette approche concerne essentiellement les créances sur les clients privés et professionnels. L'approche générale «en trois niveaux» a été retenue pour les créances commerciales et actifs de contrats ayant une composante de financement significative.

Conformément aux principes de transition d'IFRS 9, la nouvelle norme est appliquée de manière rétrospective pour le classement et l'évaluation des actifs et passifs financiers de même que pour les dépréciations, et de façon prospective pour la comptabilité de couverture, à l'exception des dispositions relatives à la comptabilisation de la valeur temps des instruments dérivés. Pour ceux-ci, le Groupe a décidé de comptabiliser, à partir du 1^{er} janvier 2017, les changements de juste valeur de la composante temps en autre élément du résultat global et ce, pour les relations de couverture dans lesquelles seule la composante «spot» avait précédemment été désignée comme instrument de couverture.

Les impacts de l'application de cette norme sur les états financiers du Groupe sont présentés dans la Note 2 «Retraitement de l'information comparative».

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

En mai 2014, l'IASB a publié une nouvelle norme relative à la comptabilisation du chiffre d'affaires. En application de cette norme, le chiffre d'affaires doit être reconnu lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens ou services.

IFRS 15 est applicable de manière obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2018. La première application a été réalisée conformément à la méthode rétrospective qui requiert de retraiter l'information comparative à la date de première application. Le Groupe a par ailleurs retenu les mesures de simplification autorisées par la norme en matière de contrats achevés ou modifiés au 1^{er} janvier 2017.

Les principales catégories de contrats de vente retenues par le Groupe comprennent :

– **Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux (chiffre d'affaires IFRS 15)**

Le chiffre d'affaires IFRS 15 porte sur la vente des éléments suivants :

▪ **Gaz**

Le chiffre d'affaires réalisé sur les ventes de gaz est comptabilisé lorsque la molécule est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

▪ **Électricité et autres énergies**

Comme pour le gaz, le chiffre d'affaires réalisé sur les ventes d'électricité est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client.

- *Infrastructures gazières, électriques et autres énergies*

Le chiffre d'affaires réalisé par les gestionnaires d'infrastructures gazières et électriques sur leurs prestations de mise à disposition de capacités de transport, de distribution ou de stockage, est comptabilisé linéairement sur la durée des contrats.

Dans les pays où le Groupe est commercialisateur (fournisseur) d'énergie sans en être le distributeur ou le transporteur, une analyse des contrats de fourniture d'énergie et du cadre réglementaire est faite pour déterminer si le chiffre d'affaires doit être comptabilisé net des coûts d'acheminement facturés aux clients, en application des dispositions d'IFRS 15.

Cette analyse peut conduire le Groupe à exercer son jugement pour déterminer si le commercialisateur agit en tant qu'agent ou principal pour les prestations de distribution et/ou de transport de l'électricité et du gaz refacturées au client. Les principaux critères utilisés par le Groupe pour exercer son jugement et conclure, dans certains pays, au rôle d'agent du fournisseur à l'égard du gestionnaire d'infrastructures sont : la responsabilité première de l'exécution de la prestation d'acheminement, de même que celle d'engagement de réservation de capacité auprès du gestionnaire d'infrastructures, ainsi que la latitude dans la fixation du prix de la prestation d'acheminement.

- *Constructions, installations, exploitation et maintenance, «facility management» et autres services*

Le chiffre d'affaires des activités de constructions et d'installations concerne essentiellement des actifs, construits sur les sites de clients, tels que des unités de cogénération, des chaudières ou d'autres actifs liés à l'efficacité énergétique. Le chiffre d'affaires réalisé sur ces travaux de constructions et d'installations est habituellement comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Dans le cadre des contrats d'exploitation et de maintenance, le Groupe est généralement responsable de l'exécution de prestations qui doivent permettre d'assurer la disponibilité d'installations de production d'énergie. La réalisation de ces prestations se fait de manière progressive et le revenu concerné est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés.

Les prestations de «facility management» comprennent généralement la gestion et l'intégration d'un grand nombre de services de natures différentes, externalisés par un client. La rémunération du fournisseur est soit fixe, soit fonction du nombre d'heures ou d'un autre indicateur, sans faire la distinction par nature de services. Dès lors, le revenu est comptabilisé à l'avancement sur la base des coûts engagés ou des heures prestées.

- **Chiffres d'affaires sur autres contrats (chiffre d'affaires hors IFRS 15)**

Le chiffre d'affaires réalisé sur des opérations hors du champ d'application d'IFRS 15 est constaté sur une ligne distincte du compte de résultat. Il comprend les éléments suivants :

- les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui donnent lieu à livraison physique ;
- les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle, présentées en net, après compensation des achats et des ventes ;
- les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

Les impacts de l'application d'IFRS 15 sur les états financiers du Groupe sont présentés dans la Note 2 «Retraitement de l'information comparative».

Les autres amendements et interprétations applicables à partir de 2018 n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe :

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

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2018 et non anticipés par le Groupe

- IFRS 16 – *Contrats de location*

En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location, sans distinction entre contrats de «location simple» et contrats de «location-financement».

Au terme de la phase de recensement des contrats de location pour l'ensemble du Groupe, leur analyse au regard des critères du nouveau texte a été réalisée (identification d'un contrat de location, appréciation de la durée du contrat, évaluation et détermination des taux d'actualisation, etc.). Cette phase s'est poursuivie de manière à compléter en continu le recensement des nouveaux contrats de location du Groupe.

Les travaux d'analyse des impacts liés à la transition sont en cours de finalisation sur base de la méthode rétrospective modifiée. La détermination des modalités détaillées d'application de la norme à la date de transition, soit au 1^{er} janvier 2019, sont en cours de finalisation.

La phase de déploiement de l'outil, permettant de se conformer à IFRS 16 et de supporter une volumétrie importante de contrats, a été initiée dans l'ensemble des sociétés du Groupe.

Le principal impact attendu sur les comptes consolidés est une augmentation des «droits d'utilisation» à l'actif du bilan et une augmentation des dettes de location au titre des contrats dans lesquels le Groupe est preneur et actuellement qualifiés de contrats de «location simple». Ils concernent principalement des immeubles et des véhicules. Les principaux engagements liés à ces contrats sont présentés dans les engagements hors bilan des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2017 (cf. Note 21).

Au compte de résultat, la disparition des charges de loyers au titre des contrats de «location simple» conduira à une amélioration de l'EBITDA et à une augmentation des dotations aux amortissements et des charges financières.

- IFRIC 23 – *Positions fiscales incertaines* ⁽²⁾.
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* ⁽²⁾.
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative* ⁽²⁾.
- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* ⁽²⁾.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017 ⁽²⁾.

(1) Les améliorations de ce cycle applicables en 2018 sont celles relatives à IFRS 1 et IAS 28, celle concernant IFRS 12 était applicable en 2017.

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

- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime* ⁽²⁾.

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 ;
- 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 au 31 décembre 2017.

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 dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients, de même que la détermination des « activités normales », au regard d'IFRS 9, 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 de même que passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour cette 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 2018 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2018.

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 RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de tenir compte :

- des impacts liés à l'application des nouvelles normes IFRS 9 – *Instruments Financiers* et IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients*, et
- de la présentation dans les comptes au 30 juin 2017 des activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL), destinées à être cédées, en tant qu'activités non poursuivies 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*.

À noter que les activités d'exploration-production (ENGIE E&P International) étaient déjà présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés condensés semestriels du 30 juin 2017.

2.1 Incidences de l'application des normes IFRS 9 et IFRS 15 sur les états financiers comparatifs 2017

2.1.1 Effets sur l'état de situation financière au 31 décembre 2017

2.1.1.1 Synthèse des principaux impacts

En millions d'euros	31 déc. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Autres actifs financiers	7 632	(35)	-	7 596
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 702	(79)	(16)	7 606
Créances commerciales et autres débiteurs	13 247	(126)	4	13 126
Actifs de contrats	6 946	(16)	-	6 930
Autres actifs courants et non courants	114 761	37	83	114 882
TOTAL ACTIF	150 287	(217)	70	150 140
Capitaux propres part du Groupe	36 639	(224)	(132)	36 283
Participations ne donnant pas le contrôle	5 938	(11)	(87)	5 840
TOTAL CAPITAUX PROPRES	42 577	(235)	(219)	42 122
Provisions	21 720	3	(8)	21 715
Passifs de contrats	3 278	-	298	3 575
Autres passifs courants et non courants	82 712	15	(1)	82 727
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	150 287	(217)	70	150 140

2.1.1.2 Reclassements réalisés afin d'adapter la présentation de l'état de situation financière à l'application des deux nouvelles normes

Les principaux impacts concernent, pour IFRS 9, la reclassification des actifs financiers qui étaient présentés comme «Titres disponibles à la vente» et évalués à la juste valeur par capitaux propres, et pour IFRS 15, la présentation séparée des actifs et passifs de contrats.

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié						31 déc. 2017 reclassé
Titres disponibles à la vente	2 656	(2 656)					-
Prêts et créances au coût amorti	3 576	(3 576)					-
Autres actifs financiers	-	2 656	3 576	85	(293)	1 608	7 632
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	-	745					745
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	-	379					379
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou au coût amorti</i>	-	882				901	1 783
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	-	650				213	863
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>	-		3 576	85	(293)	494	3 861
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 409				293		7 702
Autres actifs courants et non courants	9 059				22		9 081
Créances commerciales et autres débiteurs	20 311			(74)	(46)	(6 951)	13 247
Actifs de contrats	-			(4)		6 951	6 947
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 608					(1 608)	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 931			(7)			8 924
Provisions	21 768					(48)	21 720
Fournisseurs et autres créanciers	16 432					(7)	16 408
Passifs de contrats	-				2	3 276	3 278
Autres passifs courants et non courants	15 765				22	(3 269)	12 542

2.1.1.3 IFRS 9 – Instruments Financiers : effets sur l'état de situation financière au 31 décembre 2017

Les principaux effets de la première application de la nouvelle norme sur l'état de la situation financière sont résumés ci-dessous, pour chacun des trois volets d'IFRS 9.

- Classification et évaluation des actifs et passifs financiers**

IFRS 9 requiert la classification et l'évaluation des actifs financiers sur la base de leur nature, des caractéristiques de leurs flux de cash contractuels et de leur modèle de gestion. La nouvelle norme ne modifie pas de manière significative la classification et l'évaluation des passifs financiers.

Pour le Groupe, le principal impact concerne la reclassification des actifs financiers qui étaient présentés comme « Titres disponibles à la vente » et évalués à la juste valeur par capitaux propres. La synthèse des reclassements est présentée dans le tableau ci-avant (cf. Note 2.1.1.2).

- Dépréciation**

Les règles d'IFRS 9 en matière de dépréciation requièrent la reconnaissance de pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale des créances, ou dès l'octroi de prêts ou de garanties financières.

La première application d'IFRS 9 a eu pour conséquence une augmentation des dépréciations. Cette augmentation concerne essentiellement les créances commerciales et les actifs de contrats (augmentation des dépréciations de 134 millions d'euros à fin 2017 sur un montant brut total de 21 milliards d'euros) ainsi que les créances à long terme (26 millions d'euros de dépréciations supplémentaires à fin 2017 sur un montant brut de 4 milliards d'euros).

Les effets de l'évolution des dépréciations suite à la première application d'IFRS 9 sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

En millions d'euros	31 déc. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	31 déc. 2017 retraité hors impacts IFRS 15
Autres actifs financiers	7 632	(35)	7 596
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	745	(12)	733
Brut	578	(3)	575
Juste valeur	167	(9)	158
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	379	14	393
Brut	466	(2)	464
Juste valeur	(87)	16	(71)
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou au coût amorti	1 783	3	1 786
Brut	1 741	-	1 741
Juste valeur	42	4	46
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	863	(6)	857
Brut	908	(2)	906
Juste valeur	(46)	(3)	(49)
Prêts et créances au coût amorti	3 861	(35)	3 826
Brut	4 084	(8)	4 076
Juste valeur	19	-	19
Pertes de valeur	(242)	(26)	(269)
Créances commerciales et autres débiteurs	13 247	(126)	13 122
Brut	14 221	-	14 221
Pertes de valeur	(973)	(126)	(1 099)
Actifs de contrats	6 946	(16)	6 930
Brut	6 950	(8)	6 943
Pertes de valeur	(4)	(8)	(12)

- Comptabilité de couverture**

La nouvelle norme vise à aligner davantage la comptabilité de couverture sur la gestion des risques, mais elle n'en a pas modifié de façon substantielle les principes.

Le Groupe, qui applique la comptabilité de couverture essentiellement pour les risques liés à la dette nette, n'a pas observé d'effet de transition significatif à ce sujet.

Pour l'ensemble des trois volets, la première application d'IFRS 9 s'est traduite par un effet négatif de 235 millions d'euros sur les capitaux propres du Groupe au 31 décembre 2017 (y compris un effet négatif de 79 millions d'euros sur l'évaluation de la quote-part de situation nette détenue dans les entreprises mises en équivalence).

2.1.1.4 IFRS 15 – Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients : effets sur l'état de situation financière au 31 décembre 2017

Les principaux effets de la première application d'IFRS 15 sur l'état de la situation financière du Groupe concernent :

- la présentation séparée des actifs et passifs de contrats, qui conduit à un reclassement de certaines créances commerciales en actifs de contrats et de certains autres passifs courants en passifs de contrats (voir tableau synthétique des reclassements en section 2.1.1.2 ci-avant) ;
 - la mesure du chiffre d'affaires à reconnaître, plus explicitement encadrée par le nouveau texte, notamment en fonction de la réalisation des obligations de performance identifiées et qui, a modifié le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires et du profil de marge de certains contrats.
- Les contrats plus particulièrement concernés sont ceux qui portent sur les prestations d'exploitation et de maintenance de centrales de production d'énergie ou sur la mise à disposition de capacités de production. Il a pu en résulter une augmentation des passifs de contrats au titre de décalages entre prix perçu et réalisation des prestations.
- En conséquence, les capitaux propres au 31 décembre 2017 s'inscrivent en diminution de 219 millions d'euros tandis que l'impact sur le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires dans le compte de résultat est non significatif compte tenu de la durée de ces contrats.

2.1.2 Effets sur le compte de résultat au 30 juin 2017

2.1.2.1 Synthèse des principaux impacts

En millions d'euros	30 juin 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	30 juin 2017 retraité hors impacts IFRS 5 liés au GNL
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	32 726	-	(5 228)	27 499
Chiffre d'affaires sur autres contrats	372	-	2 977	3 349
CHIFFRE D'AFFAIRES	33 098	-	(2 251)	30 848
Achats	(18 898)	-	2 151	(16 747)
Autres charges et produits opérationnels	(4 496)	3	80	(4 413)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 036	15	(17)	3 033
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 698	3	(17)	2 684
RÉSULTAT FINANCIER	(626)	(110)	(5)	(742)
Impôt sur les bénéfices	(366)	29	5	(333)
RÉSULTAT NET	1 703	(79)	(18)	1 606

2.1.2.2 IFRS 9 – Instruments financiers : effets sur le compte de résultat au 30 juin 2017

L'effet de la nouvelle norme IFRS 9 sur le résultat net du Groupe au 30 juin 2017 s'établit à -79 millions d'euros (-108 millions d'euros avant impôts).

L'impact observé sur le résultat net s'explique essentiellement par un effet ponctuel de transition suite à l'application d'IFRS 9 § 7.2.1. Ce paragraphe requiert que les actifs qui ont été décomptabilisés en 2017, notamment les créances commerciales, soient traités en continuant d'appliquer IAS 39 plutôt qu'IFRS 9. En conséquence, la reconnaissance de pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale de nouvelles créances en 2017 (principalement commerciales) a eu un impact ponctuel de -113 millions d'euros sur le résultat brut de la période, présenté en résultat non récurrent.

Il est à noter qu'après la transition, les résultats récurrents pourraient être impactés essentiellement en fonction d'évolutions significatives des notations de crédit des contreparties, par exemple en cas de crise financière.

2.1.2.3 IFRS 15 –Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients : effets sur le compte de résultat au 30 juin 2017

Les principaux impacts sur le chiffre d'affaires consolidé du Groupe sont des effets de présentation. L'impact de la nouvelle norme sur le résultat opérationnel courant est peu significatif.

Les trois principales thématiques qui concernent le groupe sont présentées ci-dessous. Les deux premières portent sur des effets de présentation, sans incidence sur le résultat opérationnel courant :

- dans certains pays où le Groupe est commercialisateur d'énergie sans en être le distributeur, l'analyse, selon IFRS 15, peut amener à ne reconnaître en chiffre d'affaires que la vente d'énergie. Le traitement comptable requis par la nouvelle norme conduit, dans certaines situations, à une diminution du chiffre d'affaires au titre de la distribution, mais sans impact sur la marge, les charges étant réduites à due concurrence. Au 30 juin 2017, le montant du retraitement est de -1 745 millions d'euros, les charges opérationnelles s'inscrivant en diminution pour un montant identique ;
Les pays principalement concernés sont, d'une part, la Belgique pour la distribution de gaz et d'électricité de même que pour le transport d'électricité et, d'autre part, la France pour la distribution d'électricité. À noter par ailleurs l'absence d'impact au niveau Groupe pour le gaz en France, mais un impact sur le chiffre d'affaires par secteur reportable. Le chiffre d'affaires sur les prestations de distribution de gaz, précédemment reconnu par le commercialisateur (secteur reportable France) est, sous IFRS 15, reconnu par le distributeur (secteur reportable Infrastructures Europe). Ce chiffre d'affaires représentait un montant de 1 086 millions d'euros au 30 juin 2017 ;
- les transactions de ventes de 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 découlent de ces contrats et qui donnent lieu à livraison physique sont dès lors présentées sur une ligne distincte du chiffre d'affaires IFRS 15. Au 30 juin 2017, ces ventes s'élevaient à 2 977 millions d'euros ;
- la nouvelle norme a pour effet de modifier, pour certains types d'activités, le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires, comme expliqué dans la Note 1 «Référentiel et méthode comptables». Cependant, l'effet sur le résultat au 30 juin 2017 est non significatif.

2.2 Classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Le groupe est engagé dans un processus de cession de ses activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL) (cf. Note 3.2.1 «Projet de cessions des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL)»).

En application d'IFRS 5, les activités amont de GNL sont présentées dans le compte de résultat, l'état du résultat global et l'état de flux de trésorerie du Groupe comme une «activité non poursuivie» au 30 juin 2017. Leur contribution à chaque ligne de l'état de situation financière au 30 juin 2018 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» sans effet rétroactif sur 2017.

Les autres actifs en cours de cession au 30 juin 2018 (Glow) ne répondent pas à la définition d'«Activités non poursuivies» et ne donnent par conséquent pas lieu à retraitement.

2.3 États financiers comparatifs 2017

2.3.1 Compte de résultat au 30 juin 2017

En millions d'euros	30 juin 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	30 juin 2017 retraité
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	32 726	-	(5 228)	(666)	26 832
Chiffre d'affaires sur autres contrats	372	-	2 977	(21)	3 328
CHIFFRE D'AFFAIRES	33 098	-	(2 251)	(688)	30 160
Achats	(18 898)	-	2 151	622	(16 125)
Charges de personnel	(5 068)	-	-	17	(5 051)
Amortissements, dépréciations et provisions	(1 771)	9	2	18	(1 741)
Autres charges opérationnelles	(5 141)	3	33	19	(5 086)
Autres produits opérationnels	645	-	47	(1)	691
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 866	12	(18)	(12)	2 849
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	169	3	-	(3)	169
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 036	15	(17)	(15)	3 018
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(790)	(17)	-	207	(600)
Pertes de valeur	3	1	-	1	4
Restructurations	(476)	-	-	-	(475)
Effets de périmètre	620	-	-	-	620
Autres éléments non récurrents	306	4	-	(350)	(39)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 698	3	(17)	(156)	2 528
RÉSULTAT FINANCIER	(626)	(110)	(5)	9	(734)
Impôt sur les bénéfices	(366)	29	5	(40)	(373)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 706	(79)	(18)	(188)	1 422
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(3)	-	-	188	184
RÉSULTAT NET	1 703	(79)	(18)	-	1 606
Résultat net part du Groupe	1 281	(68)	(8)	-	1 205
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	1 288	(68)	(8)	(188)	1 025
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	(7)	-	-	188	180
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	422	(10)	(10)	-	401
dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	418	(10)	(10)	-	397
dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	4	-	-	-	4
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	0,50	(0,03)	-	-	0,47
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	0,50	(0,03)	-	(0,08)	0,39
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	-	-	-	0,08	0,08
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	0,50	(0,03)	-	-	0,47
dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	0,50	(0,03)	-	(0,08)	0,39
dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	-	-	-	0,08	0,08

2.3.2 État du résultat global au 30 juin 2017

En millions d'euros	30 juin 2017 publié	Impact IFRS 9	Impact IFRS 15	IFRS 5 - GNL	30 juin 2017 retraité
RÉSULTAT NET	1 703	(79)	(18)		1 606
Instruments de capitaux propres	(398)	11	-		(386)
Couverture d'investissement net	262	-	-		262
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	282	13	-		295
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	37	7	-	(40)	5
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(133)	(21)	-	9	(146)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	(62)	(2)	-	14	(50)
Ecart de conversion	(1 843)	14	17	11	(1 800)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	(10)	-	-	6	(4)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(1 863)	22	17	-	(1 824)
Instruments de capitaux propres		(5)			(5)
Pertes et gains actuariels	98	-	-	(1)	97
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(33)	(3)	-	-	(36)
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	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	86	(8)	-	-	78
RÉSULTAT GLOBAL	(75)	(65)	(1)	-	(141)
Dont part du groupe	(283)	(58)	2	-	(339)
Dont part des participations ne donnant pas le contrôle	208	(7)	(3)	-	198

2.3.3 État de situation financière au 1^{er} janvier 2017

En millions d'euros	1er jan. 2017 publié	Classements IFRS 9 & IFRS 15	1er jan. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	1er jan. 2017 retraité
Actifs non courants						
Goodwills	17 372	-	17 372	-	-	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	6 639	1	6 640	-	-	6 640
Immobilisations corporelles nettes	57 739	-	57 739	(3)	39	57 775
Titres disponibles à la vente	2 997	(2 997)	-			-
Prêts et créances au coût amorti	2 250	(2 250)	-			-
Autres actifs financiers		5 249	5 249	(6)	-	5 243
Instruments financiers dérivés	3 603	-	3 603	-	-	3 603
Actifs de contrats		-	-	-	-	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	6 624	348	6 972	(141)	(16)	6 815
Autres actifs non courants	431	(1)	430	-	-	430
Impôts différés actif	1 250	-	1 250	7	40	1 297
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	98 905	351	99 255	(143)	62	99 175
Actifs courants						
Prêts et créances au coût amorti	595	(595)	-	-	-	-
Autres actifs financiers		1 768	1 768	(22)	-	1 746
Instruments financiers dérivés	9 047	-	9 047	-	-	9 047
Créances commerciales et autres débiteurs	20 835	(6 666)	14 169	(19)	10	14 160
Actifs de contrats		6 536	6 536	(6)	(1)	6 529
Stocks	3 656	-	3 656	-	7	3 663
Autres actifs courants	10 692	5	10 697	1	(1)	10 697
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 439	(1 439)	-			-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9 825	(7)	9 819	(9)	-	9 810
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 506	-	3 506	-	-	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS	59 595	(397)	59 198	(55)	15	59 157
TOTAL ACTIF	158 499	(47)	158 453	(198)	77	158 332
Capitaux propres part du Groupe	39 578		39 578	(203)	(122)	39 253
Participations ne donnant pas le contrôle	5 870		5 870	(2)	(83)	5 784
TOTAL CAPITAUX PROPRES	45 447		45 447	(206)	(205)	45 037
Passifs non courants						
Provisions	19 461	-	19 461	5	-	19 466
Emprunts à long terme	24 411	(6)	24 405	-	-	24 405
Instruments financiers dérivés	3 410	-	3 410	-	-	3 410
Autres passifs financiers	200	-	200	-	-	200
Passifs de contrats		53	53	-	212	265
Autres passifs non courants	1 203	(23)	1 180	-	-	1 180
Impôts différés passif	6 775	-	6 775		7	6 782
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	55 461	23	55 484	5	220	55 709
Passifs courants						
Provisions	2 747	(49)	2 698	-	(5)	2 693
Emprunts à court terme	12 539	6	12 544	-	-	12 544
Instruments financiers dérivés	9 228	-	9 228	-	-	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	17 075	(24)	17 051	-	(9)	17 042
Passifs de contrats		2 454	2 454	(2)	94	2 545
Autres passifs courants	15 702	(2 456)	13 246	4	(17)	13 233
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	300	-	300	-	-	300
TOTAL PASSIFS COURANTS	57 591	(70)	57 521	2	62	57 586
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	158 499	(47)	158 453	(198)	77	158 332

2.3.4 État de situation financière au 31 décembre 2017

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Classements IFRS 9 & IFRS 15	31 déc. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Actifs non courants						
Goodwills	17 285	-	17 285	-	-	17 285
Immobilisations incorporelles nettes	6 504	1	6 504	-	-	6 504
Immobilisations corporelles nettes	51 024	-	51 024	-	38	51 061
Titres disponibles à la vente	2 656	(2 656)	-	-	-	-
Prêts et créances au coût amorti	2 976	(2 976)	-	-	-	-
Autres actifs financiers		5 598	5 598	(12)	-	5 586
Instruments financiers dérivés	2 948	(2)	2 946	3	-	2 949
Actifs de contrats		-	-	-	-	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 409	293	7 702	(79)	(16)	7 606
Autres actifs non courants	567	(1)	566	-	-	566
Impôts différés actif	803	(21)	782	27	45	854
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	92 171	236	92 407	(61)	66	92 412
Actifs courants						
Prêts et créances au coût amorti	599	(599)	-	-	-	-
Autres actifs financiers		2 033	2 033	(23)	-	2 010
Instruments financiers dérivés	7 378	(4)	7 374	4	-	7 378
Créances commerciales et autres débiteurs	20 311	(7 064)	13 247	(126)	4	13 126
Actifs de contrats		6 946	6 946	(16)	-	6 930
Stocks	4 155	-	4 155	-	7	4 161
Autres actifs courants	8 492	23	8 515	(1)	(6)	8 508
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 608	(1 608)	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 931	(7)	8 924	5	-	8 929
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	6 687	-	6 687	-	-	6 687
TOTAL ACTIFS COURANTS	58 161	(280)	57 881	(157)	4	57 728
TOTAL ACTIF	150 332	(45)	150 287	(217)	70	150 140
Capitaux propres part du Groupe	36 639		36 639	(224)	(132)	36 283
Participations ne donnant pas le contrôle	5 938		5 938	(11)	(87)	5 840
TOTAL CAPITAUX PROPRES	42 577		42 577	(235)	(219)	42 122
Passifs non courants						
Provisions	18 428	1	18 429	5	-	18 434
Emprunts à long terme	25 292	-	25 292	-	-	25 292
Instruments financiers dérivés	2 980	-	2 980	-	-	2 980
Autres passifs financiers	32	-	32	-	-	32
Passifs de contrats		33	33	-	225	258
Autres passifs non courants	1 009	(3)	1 006	-	2	1 007
Impôts différés passif	5 220	(27)	5 193	14	8	5 215
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	52 960	4	52 964	19	235	53 218
Passifs courants						
Provisions	3 340	(49)	3 291	(2)	(8)	3 281
Emprunts à court terme	8 176	-	8 175	-	-	8 175
Instruments financiers dérivés	8 720	-	8 720	-	-	8 720
Fournisseurs et autres créanciers	16 432	(24)	16 408	-	(4)	16 404
Passifs de contrats		3 245	3 245	-	72	3 317
Autres passifs courants	14 756	(3 220)	11 536	1	(7)	11 530
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 371	-	3 371	-	-	3 371
TOTAL PASSIFS COURANTS	54 795	(49)	54 746	(1)	55	54 799
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	150 332	(45)	150 287	(217)	70	150 140

2.3.5 État de flux de trésorerie au 30 juin 2017

En millions d'euros	30 juin 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	30 juin 2017 retraité
RÉSULTAT NET	1 703	(79)	(18)	-	1 606
- Résultat net des activités non poursuivies	(3)	-	-	188	184
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 706	(79)	(18)	(188)	1 422
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(169)	(3)	-	3	(169)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	276	-	-	-	276
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	1 778	5	(1)	21	1 804
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(967)	1	-	350	(616)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	790	17	-	(207)	600
- Autres éléments sans effet de trésorerie	18	-	-	-	18
- Charge d'impôt	366	(29)	(5)	40	373
- Résultat financier	626	(3)	5	(9)	620
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	4 425	(90)	(18)	10	4 326
+ Impôt décaissé	(555)	-	-	(15)	(569)
Variation du besoin en fonds de roulement	(135)	93	31	290	279
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	3 736	3	12	285	4 036
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	259	-	-	(285)	(26)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3 995	3	12	-	4 010
Investissements corporels et incorporels	(2 286)	-	-	1	(2 285)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(572)	(2)	-	-	(574)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(555)	-	-	72	(483)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(178)	15	-	-	(164)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	30	-	-	-	30
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	3 308	-	-	-	3 308
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	118	-	-	-	118
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	444	1	-	(412)	33
Intérêts reçus d'actifs financiers	(13)	(2)	(5)	1	(19)
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	144	-	-	-	144
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(50)	-	(7)	-	(57)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	390	11	(12)	(338)	50
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(271)	-	-	338	67
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	119	11	(12)	-	117
Dividendes payés	(1 622)	-	-	-	(1 622)
Remboursement de dettes financières	(2 447)	-	-	-	(2 447)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(298)	(8)	-	-	(306)
Intérêts financiers versés	(422)	-	-	-	(422)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	-	-	-	53
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(226)	-	-	-	(226)
Augmentation des dettes financières	2 231	-	-	-	2 231
Augmentation/diminution de capital	48	-	-	-	48
Achat/vente de titres d'autocontrôle	5	-	-	-	5
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(220)	-	-	-	(220)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(2 898)	(8)	-	-	(2 906)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	5	-	-	-	5
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(2 892)	(8)	-	-	(2 901)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(134)	7	-	-	(127)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	37	-	-	-	37
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	1 124	12	-	-	1 136
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	(21)	-	-	-	(21)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	9 825	(13)	-	-	9 813
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	10 928	(1)	-	-	10 927

2.3.6 Impacts sur certains indicateurs clés

En millions d'euros	30 juin 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	30 juin 2017 retraité
EBITDA	5 028	13	(17)	(22)	5 000
RÉSULTAT NET RECURRENT	2 000	(97)	(18)	-	1 885
Résultat net récurrent des activités poursuivies	1 853	(106)	(18)	10	1 739
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	147	9	-	(10)	146
RÉSULTAT NET RECURRENT PART DU GROUPE	1 540	(92)	(8)	-	1 440
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	1 437	(99)	(8)	10	1 341
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	103	6	-	(10)	99
RÉSULTAT NET RECURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	460	(4)	(10)	-	445
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	415	(7)	(10)	-	398
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	44	3	-	-	47
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	3 523	1	7	291	3 821

NOTE 3 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

3.1 Cessions réalisées au cours du premier semestre 2018

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 2018 sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net
Centrale à charbon de Loy Yang B (Australie)	471	331
Activités d'exploration-production	928	1 927
Activités de distribution de gaz (Hongrie)	147	198
Autres opérations de cession individuellement non significatives	157	93
TOTAL	1 703	2 549

A cet effet de réduction de l'endettement net de 2 549 millions d'euros au 30 juin 2018 s'ajoutent les effets de réduction d'endettement net de 8 976 millions d'euros constatés précédemment au 31 décembre 2017 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 11 525 millions d'euros à date.

3.1.1 Cession de la centrale à base de charbon de Loy Yang B (Australie)

Le 15 janvier 2018, le Groupe a finalisé la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B, en Australie. Le Groupe a reçu un paiement de 471 millions d'euros correspondant au prix de cession à 100% de la participation dans Loy Yang B, montant sur lequel une quote-part de 30% a été reversée à Mitsui sous forme de dividendes.

Cette transaction se traduit également par une diminution de l'endettement net du Groupe de 624 millions d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 294 millions d'euros de Loy Yang B suite au classement en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2017, majoré du paiement de 330 millions d'euros reçu en 2018 reçu au titre de la quote-part de 70% cédée). Le résultat de cession de cette opération s'établit sur 2018 à -87 millions d'euros, principalement 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).

3.1.2 Cession des activités d'exploration-production

Le 15 février 2018, le Groupe a finalisé la cession à Neptune Energy de sa participation de 70% dans EPI. Le Groupe a reçu un paiement de 928 millions d'euros correspondant au prix de cession de l'intégralité de ses parts.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités d'exploration-production depuis le 1^{er} janvier 2018 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 1 927 millions d'euros, hors prise en compte de paiements complémentaires à percevoir ultérieurement. Le résultat de cession avant impôts, comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies (*cf. Note 3.2.2*) s'établit à 69 millions d'euros au 30 juin 2018.

A l'issue de cette transaction, le Groupe conserve une participation résiduelle de 46% dans l'entité ENGIE E&P Touat B.V., société détenant un intérêt de 65% dans le champ gazier en développement de Touat, en Algérie. Cette participation de 46% est dorénavant comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

3.1.3 Cession des activités de distribution de gaz (Hongrie)

Le 11 janvier 2018, suite à l'aboutissement des négociations entamées au second semestre 2015 avec l'État hongrois, le Groupe a finalisé la cession à Nemzeti Közművek Zártkörűen Működő Részvénytársaság (NKM) - société hongroise détenue par l'État - de la totalité de sa participation dans sa filiale de distribution de gaz en Hongrie Égaz-Dégaz. Cette transaction se traduit par une diminution de l'endettement net du Groupe de 198 millions d'euros, sans résultat de cession matériel.

3.2 Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies

Au 30 juin 2018, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 4 280 et 2 670 millions d'euros.

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	2 243	5 307
Autres actifs	2 037	1 380
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	4 280	6 687
<i>dont Actifs des activités non poursuivies</i>	<i>1 115</i>	<i>5 471</i>
Dettes financières	-	418
Autres passifs	2 670	2 953
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	2 670	3 371
<i>dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies</i>	<i>903</i>	<i>2 705</i>

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2017 (activités d'exploration-production ainsi que la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie) ont été cédés au cours du premier semestre 2018 (cf. Note 3.1 «Cessions réalisées au cours du premier semestre 2018»).

Les actifs et passifs présentés au 30 juin 2018 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 aux activités amont dans le gaz naturel liquéfié (GNL) et à la participation dans la société thaïlandaise Glow, toutes deux étant en cours de cession au 30 juin 2018 (cf. Note 3.2.1 et 3.2.3).

Contrairement aux activités de la société Glow, les activités GNL 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 GNL 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.

3.2.1 Projet de cession des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL)

Le 8 novembre 2017, le Groupe a reçu une offre ferme et irrévocable de Total pour la vente de ses activités amont de GNL : liquéfaction, transport maritime, y compris la filiale Gazocéan, et négoce international de gros de GNL pour une valeur totale de 2,04 milliards de dollars incluant jusqu'à 550 millions de dollars de complément de prix; sont incluses également dans le projet les réservations de capacités dans les terminaux de regazéification en Europe. ENGIE conserve ses activités aval de GNL, notamment les infrastructures de regazéification et la commercialisation de GNL de détail aux clients finaux.

Fin mars 2018, après avoir reçu l'accord de partenaires majeurs et se fondant sur le caractère ferme et irrévocable de l'offre d'achat reçue, ainsi que sur la nature des conditions suspensives qui restaient à lever à l'issue du processus en cours de consultation des instances représentatives du personnel, le Groupe a procédé au classement des activités amont de GNL en «Activités non poursuivies». En avril 2018, ENGIE et Total ont signé l'accord de cession de ces activités.

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 2018, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2017 ;
- le résultat net des activités non poursuivies réalisé sur le premier semestre 2018 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 2017 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 2 «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 2018. Les données comparatives de l'état du résultat global au 30 juin 2017 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 2 «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 2018. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 30 juin 2017 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Compte tenu de la plus-value cession attendue, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé au 30 juin 2018.

Le 13 juillet 2018, le Groupe a finalisé cette transaction (cf. Note 13 «Evènements postérieurs à la clôture»).

3.2.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	2 162	2 372
Chiffre d'affaires sur autres contrats	68	21
CHIFFRE D'AFFAIRES	2 229	2 394
Achats	(2 096)	(1 502)
Charges de personnel	(34)	(120)
Amortissements, dépréciations et provisions	(18)	(163)
Autres charges opérationnelles	(42)	(192)
Autres produits opérationnels	(4)	45
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	36	462
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	1	8
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	38	470
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(313)	(205)
Pertes de valeur	(1)	(144)
Restructurations	-	-
Effets de périmètre	58	(17)
Autres éléments non récurrents	(2)	367
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(219)	471
Charges financières	(20)	(44)
Produits financiers	7	15
RÉSULTAT FINANCIER	(16)	(29)
Impôt sur les bénéfices	116	(258)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(119)	184
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	(142)	180
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	24	4

Le résultat des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. 3.2.1), ainsi qu'à celles d'exploration-production, y compris résultat de cession (cf. 3.1.2).

Le chiffre d'affaires réalisé par les activités non poursuivies (GNL et Exploration & Production) auprès de sociétés du Groupe ENGIE s'établit à 880 millions d'euros au 30 juin 2018 (contre 876 millions d'euros au 30 juin 2017).

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, ENGIE a arrêté de comptabiliser l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles des activités GNL (à compter du 1^{er} avril 2018) et EPI. Au 30 juin 2018, l'économie ainsi générée en matière de dotations aux amortissements s'élève à 36 millions d'euros avant impôt (essentiellement sur EPI).

Par ailleurs, le résultat net des activités non poursuivies inclut à hauteur de 14 millions d'euros les coûts spécifiquement encourus dans le cadre de la transaction GNL.

Résultat global des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2018 Quote-part du Groupe	30 juin 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2017	30 juin 2017 Quote part du Groupe	30 juin 2017 Quote part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(119)	(142)	24	184	180	4
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	296	269	27	261	194	66
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(112)	(101)	(10)	(93)	(68)	(25)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	22	22	-	(14)	(14)	-
Écarts de conversion	73	92	(19)	(157)	(114)	(44)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	280	282	(3)	(4)	(1)	(3)
Pertes et gains actuariels	(3)	(1)	(2)	(1)	-	-
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1)	(1)	-	-	-	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(4)	(2)	(2)	-	-	-
RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	157	138	19	180	179	1

Le résultat global des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. 3.2.1) et à celles d'exploration-production (cf. 3.1.2).

Le solde des gains et pertes reconnus en capitaux propres au 30 juin 2018 s'élève à 224 millions d'euros sans impact sur la quote-part des participations ne donnant pas le contrôle, et inclut :

- des éléments non recyclables en compte de résultat, essentiellement les pertes et gains actuariels sur les engagements de retraites pour un montant net d'impôts de -21 millions d'euros ;
- des éléments recyclables en compte de résultat, principalement les écarts de conversion pour 117 millions d'euros et le *mark-to-market* d'instruments financiers pour 127 millions d'euros.

Actifs et passifs des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017
Actifs non courants		
Goodwills	-	32
Immobilisations incorporelles nettes	7	194
Immobilisations corporelles nettes	110	4 145
Autres actifs financiers	-	23
Participations dans les entreprises mises en équivalence	368	13
Autres actifs non courants	-	11
Impôts différés actif	285	237
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	772	4 655
Actifs courants		
Instruments financiers dérivés	-	1
Créances commerciales et autres débiteurs	169	137
Actifs de contrats	-	133
Stocks	123	60
Autres actifs courants	51	468
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1	16
TOTAL ACTIFS COURANTS	344	815
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	1 115	5 471

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017
Passifs non courants		
Provisions	44	1 252
Emprunts à long terme	3	5
Autres passifs financiers	-	-
Autres passifs non courants	-	31
Impôts différés passif	219	836
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	267	2 123
Passifs courants		
Provisions	226	14
Emprunts à court terme	(3)	3
Instruments financiers dérivés	-	3
Fournisseurs et autres créanciers	228	215
Passifs de contrats	5	4
Autres passifs courants	180	342
TOTAL PASSIFS COURANTS	636	581
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	903	2 705

Les actifs et passifs des activités non poursuivies se rapportent au 30 juin 2018 aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. 3.1.1) et, au 31 décembre 2017, aux activités d'exploration-production (EPI).

Par ailleurs, la dette nette des activités non poursuivies contractée vis-à-vis du Groupe (exclue des éléments ci-dessus) s'élève à 102 millions d'euros au 30 juin 2018.

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
RÉSULTAT NET	(119)	184
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	52	590
Impôt décaissé	(53)	(250)
Variation du besoin en fonds de roulement	83	(366)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	82	(26)
Investissements corporels et incorporels	(51)	(363)
Perte de contrôle sur les filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	439	-
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	-	412
Autres	(544)	18
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(155)	67
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	1 020	(30)
Opérations avec ENGIE sur les emprunts	(945)	(89)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	75	(119)
Effet des variations de change et divers	(1)	37
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	1	(42)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	-	65
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	1	21

Les flux de trésorerie des activités non poursuivies se rapportent aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. 3.2.1) et à celles d'exploration-production (cf. 3.1.2).

3.2.3 Projet de cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow

Le 20 juin, ENGIE a signé un accord de cession avec le groupe thaïlandais Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC) en vue de la vente de sa participation de 69,1 % dans Glow, producteur d'électricité indépendant coté à la bourse de Thaïlande. La transaction est soumise à la réalisation de conditions suspensives, parmi lesquelles l'approbation des actionnaires de GPSC et l'obtention des autorisations réglementaires nécessaires. Le montant de la transaction est évalué à 2,6 milliards d'euros et devrait avoir un impact de 3,3 milliards d'euros sur la dette nette consolidée d'ENGIE.

Au 30 juin 2018, le Groupe a considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de cet actif était hautement probable et a donc procédé à son classement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Compte tenu de la plus-value de cession attendue, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé au 30 juin 2018.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 811 millions d'euros au 30 juin 2018. La contribution de Glow au résultat net part du Groupe s'est élevée à 80 millions d'euros au premier semestre 2018 et à 138 millions d'euros sur l'année 2017.

La finalisation de la transaction est attendue pour fin 2018.

3.3 Acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2018

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 2018, notamment aux États-Unis avec l'acquisition de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables (éolien et solaire) et des services (micro-réseau d'électricité, réseau de chaleur et de climatisation), ainsi qu'en France avec une prise de participation majoritaire dans Electro Power Systems (EPS). EPS est une entreprise, cotée sur Euronext, spécialisée dans les solutions de stockage d'énergie et les *microgrids* permettant de transformer des sources d'énergie renouvelables intermittentes en une véritable source d'énergie stable.

NOTE 4 INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE

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

4.1 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 :

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 061	3 018
Dotations nettes aux amortissements et autres	1 922	1 945
Paielements fondés sur des actions (IFRS 2)	55	18
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	27	19
EBITDA	5 065	5 000

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

4.2 Résultat net récurrent part du Groupe

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

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» des états financiers consolidés au 31 décembre 2017 ;
- 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 IFRS 9 - *Instruments financiers* , 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 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 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		938	1 205
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUVIES, PART DU GROUPE ⁽²⁾		(142)	180
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUVIES, PART DU GROUPE		1 081	1 025
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		263	397
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUVIES		1 344	1 422
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		397	490
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	6.1	(520)	600
Pertes de valeur	6.1	752	(4)
Restructurations	6.1	50	475
Effets de périmètre	6.1	102	(620)
Autres éléments non récurrents	6.1	13	39
Autres éléments retraités		195	(173)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	6.2	(1)	(1)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	6.2	17	90
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	6.2	71	68
Autres effets impôts retraités		82	(348)
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		27	19
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUVIES		1 936	1 739
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		441	398
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUVIES, PART DU GROUPE		1 494	1 341
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe ⁽²⁾		(27)	99
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		1 468	1 440

- (1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).
- (2) Le passage du «résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe» au «résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe» au 30 juin 2018 s'explique principalement par le résultat de cession des activités d'exploration-production, par le MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel comptabilisé par les activités amont de GNL et divers coût de cession.

4.3 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 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	55 047	57 566
(+) Goodwills	17 376	17 285
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power ⁽²⁾</i>	(7 698)	(7 715)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 398	1 548
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 880	7 606
(-) <i>Goodwill International Power ⁽²⁾</i>	(148)	(144)
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	12 233	13 126
(-) <i>Appels de marge ^(2,3)</i>	(1 455)	(1 110)
(+) Stocks	3 792	4 161
(+) Actifs de contrats	7 049	6 930
(+) Autres actifs courants et non courants	7 743	9 073
(+) Impôts différés	(4 359)	(4 361)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres ⁽²⁾</i>	(228)	(236)
(-) Provisions	(21 795)	(21 715)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽²⁾</i>	2 712	2 438
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(13 897)	(16 404)
(+) <i>Appels de marge ^(2,3)</i>	798	474
(-) Passifs de contrats	(3 225)	(3 575)
(-) Autres passifs courants et non courants	(11 545)	(12 578)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 678	52 369

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

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

4.4 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 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	4 760	4 326
Impôt décaissé	(291)	(569)
Variation du besoin en fonds de roulement	(968)	279
Intérêts reçus d'actifs financiers	15	(19)
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	40	144
Intérêts financiers versés	(342)	(422)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	35	53
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(190)	(306)
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement, et autres</i>	204	335
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	3 263	3 821

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

4.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

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

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
Investissements corporels et incorporels	2 603	2 285
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	432	574
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	42	9
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	133	483
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	279	164
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	88	57
(+) Autres	(5)	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	13	220
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 585	3 791

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

4.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 8 «Instruments financiers».

4.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	30 juin 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
ENDETTEMENT FINANCIER NET	8	20 532	22 520
Dette interne des activités non poursuivies	8	102	1 732
DETTE NETTE (hors dette interne des activités non poursuivies)		20 429	20 788
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples ⁽²⁾		3 463	3 463
(-) Activités non poursuivies ⁽²⁾		(1 132)	(1 132)
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire		6 043	5 914
Provisions pour démantèlement des installations		5 795	5 728
Provisions pour reconstitution de sites		313	313
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites		2 007	1 763
(-) Activités non poursuivies		-	(14)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(11)	41
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement		(158)	(159)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages		4 364	4 277
(-) Activités non poursuivies		-	(34)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(2 630)	(2 421)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés		(1 390)	(1 319)
(-) Activités non poursuivies		-	11
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		642	578
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium		(2 807)	(2 672)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		34 927	35 124

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Sur base des engagements hors bilan recensés fin 2017.

NOTE 5 INFORMATION SECTORIELLE

5.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé en vingt trois *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 organisée autour de neuf secteurs reportables.

Les secteurs opérationnels E&P et GNL sont présentés en activités non poursuivies (cf. Note 3 «*Principales variations de périmètre*»). Par conséquent le secteur reportable «GEM & GNL» est renommé «GEM» et comprend dorénavant uniquement les activités de la BU GEM.

Les secteurs reportables au 30 juin 2018 sont les suivants : Amérique du Nord, Amérique Latine, Afrique/Asie, Benelux, France, Europe hors France & Benelux, Infrastructures Europe, GEM, et Autres et sont décrits dans la Note 6 «Information sectorielle» des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2017.

5.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les indicateurs clés par secteur reportable (à l'exception des capitaux engagés industriels en 2017) présentés ci-après ne tiennent plus compte de la contribution des activités non poursuivies en application d'IFRS 5 (cf. Note 3 «*Principales variations de périmètre*») et les données comparatives au 30 juin 2017 et au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*»).

CHIFFRE D'AFFAIRES

30 juin 2018									
En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Total CA IFRS 15	Total CA hors IFRS 15	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	317	882	-	320	1 520	20	1 539	62	1 601
Amérique Latine	199	1 686	139	81	2 105	68	2 173	-	2 173
Afrique/Asie	206	1 286	15	332	1 839	53	1 892	-	1 892
Benelux	754	1 053	7	1 472	3 287	118	3 405	669	4 074
France	1 889	2 205	39	3 613	7 746	67	7 813	87	7 900
Europe hors France & Benelux	1 035	1 654	123	1 790	4 602	167	4 769	58	4 827
Infrastructures Europe	132	-	2 683	87	2 903	151	3 054	641	3 695
GEM	1 355	492	55	-	1 903	1 311	3 214	3 382	6 596
Autres	663	917	63	451	2 094	228	2 322	890	3 212
Élimination des transactions internes							-	(5 788)	(5 788)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	6 550	10 175	3 125	8 148	27 998	2 184	30 182	-	30 182

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

NOTE 5 INFORMATION SECTORIELLE

30 juin 2017

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Total CA IFRS 15	Total CA hors IFRS 15	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	210	996	1	234	1 441	20	1 460	11	1 472
Amérique Latine	202	1 789	174	67	2 232	-	2 233	-	2 233
Afrique/Asie	212	1 195	24	350	1 781	169	1 950	-	1 950
Benelux	689	1 008	11	1 472	3 181	309	3 490	486	3 976
France	1 955	1 778	-	3 386	7 120	146	7 266	55	7 321
Europe hors France & Benelux	974	1 493	169	1 348	3 985	251	4 236	77	4 313
Infrastructures Europe	85	-	2 563	81	2 729	143	2 872	643	3 515
GEM	1 112	715	119	-	1 945	1 854	3 799	4 008	7 807
Autres	823	1 066	64	466	2 418	436	2 854	697	3 551
Élimination des transactions internes							-	(5 978)	(5 978)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	6 262	10 040	3 125	7 405	26 832	3 328	30 160	-	30 160

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
Amérique du Nord	102	100
Amérique Latine	924	920
Afrique/Asie	534	665
Benelux	133	242
France	858	820
Europe hors France & Benelux	375	389
Infrastructures Europe	1 965	1 885
GEM	124	(120)
Autres	50	99
TOTAL EBITDA	5 065	5 000

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
Amérique du Nord	(32)	(22)
Amérique Latine	(200)	(217)
Afrique/Asie	(93)	(123)
Benelux	(281)	(266)
France	(302)	(290)
Europe hors France & Benelux	(100)	(97)
Infrastructures Europe	(725)	(710)
GEM	(19)	(19)
Autres	(170)	(202)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(1 922)	(1 945)

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
Amérique du Nord	44	41
Amérique Latine	(4)	(23)
Afrique/Asie	135	104
Benelux	3	2
France	(3)	(3)
Europe hors France & Benelux	36	36
Infrastructures Europe	4	7
GEM	(2)	(1)
Autres	(4)	7
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	209	169

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 64 millions d'euros et 145 millions d'euros au 30 juin 2018 (contre 92 millions d'euros et 77 millions d'euros au 30 juin 2017).

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

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
Amérique du Nord	71	80
Amérique Latine	721	702
Afrique/Asie	460	545
Benelux	(149)	(26)
France	553	527
Europe hors France & Benelux	279	289
Infrastructures Europe	1 239	1 175
GEM	104	(140)
Autres	(215)	(135)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 061	3 018

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	30 juin 2018	31 déc. 2017
Amérique du Nord	2 265	1 718
Amérique Latine	9 427	9 281
Afrique/Asie	3 409	5 186
Benelux	(3 071)	(3 019)
France	6 862	5 890
Europe hors France & Benelux	5 060	5 022
Infrastructures Europe	19 439	19 914
GEM (2018) / GEM & GNL (2017)	733	929
Autres	7 554	7 447
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	<i>1 983</i>	<i>2 110</i>
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 678	52 370

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017
Amérique du Nord	478	79
Amérique Latine	684	573
Afrique/Asie	330	186
Benelux	447	333
France	423	393
Europe hors France & Benelux	212	452
Infrastructures Europe	732	710
GEM	44	238
Autres	235	828
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	3 585	3 791

5.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation pour le chiffre d'affaires ;
- par zone d'implantation des sociétés consolidées pour les capitaux engagés industriels.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	30 juin 2018	30 juin 2017	30 juin 2018	31 déc. 2017
France	12 912	12 385	30 900	30 310
Belgique	3 035	3 808	(2 352)	(2 233)
Autres Union européenne	7 657	7 048	7 002	7 250
Autres pays d'Europe	366	579	425	425
Amérique du Nord	1 849	1 715	2 672	2 188
Asie, Moyen-Orient et Océanie	2 296	2 456	3 292	5 264
Amérique du Sud	1 919	2 053	9 084	9 091
Afrique	147	116	655	74
TOTAL	30 182	30 160	51 678	52 370

NOTE 6 COMPTE DE RÉSULTAT

6.1 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 (1)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 061	3 018
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	520	(600)
Pertes de valeur	(752)	4
Restructurations	(50)	(475)
Effets de périmètre	(102)	620
Autres éléments non récurrents	(13)	(39)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 665	2 528

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.1.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 520 millions d'euros au 30 juin 2018 contre une charge nette de 600 millions d'euros au 30 juin 2017 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'IFRS 9 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Ce produit résulte principalement (i) d'un effet prix positif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, partiellement compensé par (ii) un effet négatif net lié au débouclage au cours du semestre d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position positive nette au 31 décembre 2017.

6.1.2 Pertes de valeur nettes

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 (1)
Pertes de valeur :		
Goodwills	-	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(766)	(113)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	-	(21)
Actifs financiers	-	(4)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(766)	(139)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	13	139
Actifs financiers	-	5
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	13	144
TOTAL	(752)	4

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «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 2018 ont porté sur un nombre limité d'actifs pour lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés au cours du premier semestre 2018.

Au 30 juin 2018, le Groupe a considéré au regard de l'évolution des paramètres de marché, et des hypothèses clés depuis le 31 décembre 2017, qu'il n'était pas nécessaire de procéder à une mise à jour complète des tests de perte de valeur 2017 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 2018 sur les UGT *goodwills* seront réalisés au cours du second semestre.

6.1.2.1 Pertes de valeur comptabilisées au cours du premier semestre

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2018 s'élèvent à 752 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (661 millions d'euros) du fait de la révision à la baisse des perspectives de flux de trésorerie de certains actifs du portefeuille dans un contexte économique défavorable. Les principales hypothèses et estimations clés pour la détermination de la valeur des actifs sont les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post horizon liquide du prix du CO₂, des combustibles et de l'électricité, de même que le cadre réglementaire et la durée d'exploitation des actifs concernés.
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique Latine (60 millions d'euros), suite à la décision de fermeture de deux unités en 2019.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2017 s'élevaient à 4 millions d'euros et portaient principalement sur :

- une reprise de perte de valeur de 93 millions sur un portefeuille de trois actifs thermiques au Royaume-Uni dont la cession a été effective au second semestre 2017;
- une dépréciation d'une centrale à gaz aux Pays-Bas de 74 millions d'euros induite par la décision de fermeture définitive d'une unité en 2019.

6.1.3 Restructurations

Les charges de restructuration, d'un montant total de 50 millions d'euros au 30 juin 2018, comprennent essentiellement des coûts liés à des fermetures de site, des frais de personnel et autres charges de restructuration.

Au 30 juin 2017, les charges de restructurations, d'un montant total de 475 millions d'euros, comprenaient 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.

6.1.4 Effets de périmètre

Au 30 juin 2018, les effets de périmètre s'élèvent à -102 millions d'euros et comprennent principalement un résultat de -87 millions d'euros relatif à la cession de la centrale thermique Loy Yang B en Australie essentiellement au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 3.1.1).

Au 30 juin 2017, les effets de périmètre s'élevaient à +620 millions d'euros et comprenaient principalement la plus-value de 540 millions d'euros relative à la cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, la plus-value de 57 millions d'euros sur la cession de la centrale électrique de Polianec en Pologne, et la plus-value de 21 millions d'euros sur la cession d'Opus Energy au Royaume-Uni.

6.2 Résultat financier

En millions d'euros	30 juin 2018			30 juin 2017 (1)		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(329)	37	(291)	(398)	69	(328)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(393)	-	(393)	(445)	-	(445)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(2)	-	(2)	-	6	6
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	1	1	-	1	1
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	36	36	-	62	62
Coûts d'emprunts capitalisés	66	-	66	48	-	48
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(119)	102	(17)	(172)	83	(90)
Soultés décaissées lors du débouclage de swaps	(112)	-	(112)	(83)	-	(83)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	102	102	-	83	83
Charges sur opérations de restructuration de la dette	(6)	-	(6)	(90)	-	(90)
Autres produits et charges financiers	(590)	234	(356)	(536)	220	(316)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(57)	-	(57)	(58)	-	(58)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(282)	-	(282)	(240)	-	(240)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	(72)	-	(72)	(68)	-	(68)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(9)	24	15	(2)	37	35
Autres	(170)	209	40	(168)	183	15
RÉSULTAT FINANCIER	(1 038)	373	(665)	(1 106)	372	(734)

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «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 au 30 juin 2017 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisées par le Groupe.

6.3 Impôts

En millions d'euros	30 juin 2018	30 juin 2017 ⁽¹⁾
Résultat net (A)	1 225	1 606
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(657)	(373)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence (C)	209	169
Résultat net des activités non poursuivies (D)	(119)	184
RÉSULTAT AVANT IMPÔT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (A)-(B)-(C)-(D)=(E)	1 791	1 625
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT (B)/(E)	36,7%	22,9%

(1) Les données comparatives au 30 juin 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) en mars 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

La hausse du taux effectif d'impôt provient essentiellement des plus-values de cessions significatives non fiscalisées en 2017, des pertes de valeur non fiscalisées sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique comptabilisées en 2018 et ce, malgré la reconnaissance d'un impôt différé actif en Australie en 2018.

NOTE 7 GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS

En millions d'euros	Goodwills	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE			
Au 31 décembre 2017 ⁽¹⁾	26 485	16 988	98 303
Acquisitions et constructions d'immobilisations	-	430	2 160
Cessions d'immobilisations	-	(135)	(1 953)
Variations de périmètre	306	74	(188)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(228)	(550)	(4 142)
Autres variations	5	5	(11)
Écarts de conversion	(23)	(51)	(278)
AU 30 JUIN 2018	26 545	16 761	93 891
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR			
Au 31 décembre 2017 ⁽¹⁾	(9 200)	(10 484)	(47 241)
Dotations aux amortissements	-	(394)	(1 531)
Pertes de valeur	-	(4)	(749)
Cessions d'immobilisations	-	129	1 911
Variations de périmètre	(1)	(9)	137
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	24	491	1 957
Autres variations	-	(5)	127
Écarts de conversion	9	9	51
AU 30 JUIN 2018	(9 169)	(10 266)	(45 338)
VALEUR NETTE COMPTABLE			
Au 31 décembre 2017 ⁽¹⁾	17 285	6 504	51 061
AU 30 JUIN 2018	17 376	6 495	48 553

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les variations de périmètre du premier semestre 2018 résultent principalement (i) des acquisitions dans le secteur des énergies renouvelables et des services aux États-Unis et en Afrique, (ii) de la prise de participation dans Electro Power Systems en France, (iii) ainsi que de la cession des activités de distribution de gaz en Hongrie (cf. Note 3 «Principales variations de périmètre»).

Suite au classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande) en «Actifs destinés à être cédés» et des activités de GNL en tant qu'«Activités non poursuivies» (cf. Note 3.2 «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 2018.

Les pertes de valeur nettes sur les immobilisations corporelles d'un montant de 752 millions d'euros portent essentiellement sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe et en Amérique Latine (cf. Note 6.1 «Résultat des activités opérationnelles»).

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations corporelles proviennent essentiellement de l'évolution par rapport à l'euro du réal brésilien (-421 millions d'euros) et du dollar américain (+188 millions d'euros).

7.1 Informations relatives à 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 2018.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs au plus tard 2025 énoncés par la loi du 18 juin 2015, ont été confirmés par le pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018. Ce pacte est complété par une stratégie énergétique fédérale articulée autour de 4 objectifs concernant la sécurité d'approvisionnement, l'impact sur le climat, l'impact sur les prix de l'énergie et

la sécurité des installations. Un comité de monitoring est mis en place et se réunira chaque année pour apprécier l'atteinte de ces objectifs, et fera, le cas échéant, des recommandations aux instances politiques pour procéder à des mesures correctives.

Le Groupe considère que ces éléments ne remettent pas en cause les principales hypothèses retenues au 31 décembre 2017 pour déterminer la valeur d'utilité de l'UGT Benelux, et en particulier qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025.

Les hypothèses clés du test de perte de valeur au 31 décembre 2017 ainsi que les analyses de sensibilité à des variations d'hypothèses clés sont décrites dans les Notes 8.2.1 «Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de pertes de valeur» et 12.3.1.1 «Pertes de valeur sur goodwill de l'UGT Benelux» des états financiers consolidés au 31 décembre 2017.

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 perte de valeur de l'ordre de 2 300 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 de l'ordre de 800 millions d'euros.

NOTE 8 INSTRUMENTS FINANCIERS

8.1 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 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	3 625	13 657	17 283	2 949	7 378	10 326
Créances commerciales et autres débiteurs	-	12 233	12 233	-	13 126	13 126
Actifs de contrats	2	7 047	7 049	-	6 930	6 930
Trésorerie et équivalents de trésorerie ⁽²⁾	-	9 535	9 535	-	8 929	8 929
Autres actifs financiers	5 689	2 483	8 172	5 586	2 010	7 596
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	732	-	732	733	-	733
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	429	-	429	393	-	393
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	979	980	1 959	844	942	1 786
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	690	220	910	647	210	857
<i>Prêts et créances au coût amorti ⁽³⁾</i>	2 860	1 283	4 143	2 968	858	3 826
TOTAL	9 316	44 956	54 272	8 535	38 373	46 907

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Ce poste comprend les fonds levés au cours des années 2017 et 2018 dans le cadre de l'émission d'«obligations vertes» à allouer à des projets éligibles.

(3) L'augmentation du poste «Prêts et créances au coût amorti sur le premier semestre 2018 comprend 245 millions d'euros au titre du prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production.

8.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2017	733	393	1 127
Acquisitions	19	125	143
Cessions	-	(54)	(54)
Variations de juste valeur	(2)	(15)	(17)
Variations de périmètre, change et divers	(18)	(20)	(39)
AU 30 JUIN 2018	732	429	1 160

Les instruments de capitaux propres détenus par le Groupe s'élèvent à 1 160 millions d'euros au 30 juin 2018 dont :

- 62 millions d'euros d'instruments cotés de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres ;
- 38 millions d'euros d'instruments cotés de capitaux propres évalués à la juste valeur par compte de résultat.

8.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2017	884	621	902	236	2 643
Acquisitions	103	33	65	22	222
Cessions	(7)	(1)	-	-	(8)
Variations de juste valeur	38	(6)	-	-	32
Variations de périmètre, change et divers	(21)	3	(5)	3	(21)
AU 30 JUIN 2018	997	650	962	261	2 869

Au 30 juin 2018, les instruments de dette à la juste valeur s'élèvent à 2 869 millions d'euros et se répartissent entre 1 959 millions d'euros d'instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres et 911 millions d'euros instruments de dette évalués à la juste valeur par résultat (respectivement 1 786 millions d'euros et 857 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Au 30 juin 2018, les instruments de dette intègrent 1 222 millions d'euros d'instruments liquides venant en réduction de la dette brute contre 1 138 millions d'euros au 31 décembre 2017.

8.2 Passif financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- en «Passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, les passifs de contrats 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 2018 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	24 697	7 514	32 211	25 292	8 175	33 467
Instruments financiers dérivés	3 563	15 258	18 820	2 980	8 720	11 700
Fournisseurs et autres créanciers	-	13 897	13 897	-	16 404	16 404
Passifs de contrats	45	3 181	3 225	258	3 317	3 575
Autres passifs financiers	31	-	31	32	-	32
TOTAL	28 335	39 849	68 184	28 562	36 617	65 179

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

8.3 Endettement financier net

8.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	30 juin 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	24 264	7 067	31 331	24 714	7 714	32 427
Impact du coût amorti	121	60	181	242	21	263
Impact de la couverture de juste valeur ⁽²⁾	312	15	327	336	29	365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	372	372	-	412	412
DETTES FINANCIÈRES	24 697	7 514	32 211	25 292	8 175	33 467
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽³⁾	277	94	371	293	59	352
DETTE BRUTE	24 974	7 608	32 582	25 585	8 234	33 819
Actifs liés au financement	(55)	-	(55)	(59)	(1)	(60)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(602)	(602)	-	(500)	(500)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT ET APPELS DE MARGE	(55)	(602)	(657)	(59)	(501)	(559)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 536)	(9 536)	-	(8 930)	(8 930)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽³⁾	(574)	(62)	(636)	(610)	(63)	(673)
TRÉSORERIE ACTIVE	(574)	(9 598)	(10 172)	(610)	(8 993)	(9 604)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(50)	(1 173)	(1 222)	(30)	(1 108)	(1 138)
INSTRUMENTS LIQUIDES DE DETTE DESTINÉS AU PLACEMENT DE LA TRÉSORERIE	(50)	(1 173)	(1 222)	(30)	(1 108)	(1 138)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	24 296	(3 765)	20 530	24 887	(2 368)	22 519
Encours des dettes financières	24 264	7 067	31 331	24 714	7 714	32 427
Actifs liés au financement	(55)	-	(55)	(59)	(1)	(60)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(50)	(1 173)	(1 222)	(30)	(1 108)	(1 138)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 536)	(9 536)	-	(8 930)	(8 930)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	24 160	(3 642)	20 518	24 626	(2 326)	22 300

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

(3) Il s'agit de la 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 des activités non poursuivies s'élève à 20 429 millions d'euros au 30 juin 2018 contre 20 788 millions d'euros au 31 décembre 2017 (cf. Note 3.2).

La juste valeur de la dette financière brute s'élève à 33 946 millions d'euros au 30 juin 2018 pour une valeur comptable de 32 211 millions d'euros.

8.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours du premier semestre 2018, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de 64 millions d'euros (dont principalement -137 millions d'euros sur le real brésilien et +63 millions d'euros sur le dollar américain).

Les variations de périmètre (y compris effet cash des acquisitions et cessions) ont généré une baisse de 2 388 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 2 549 millions d'euros, incluant notamment la cession des activités exploration-production, de la centrale de

Loy yang B en Australie et des activités de distribution de gaz en Hongrie (cf. Note 3.1 «Cessions réalisées au cours du premier semestre 2018») ;

- du classement en «Actifs destinés à être cédés» de Glow (cf. Note 3.2.3) se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 811 millions d'euros.
- des acquisitions réalisées sur le semestre (principalement aux États-Unis avec l'acquisition de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables et des services, ainsi qu'en France avec une prise de participation majoritaire dans Electro Power Systems) qui ont accru l'endettement net de 972 millions d'euros (cf. Note 3.3 «Acquisitions réalisées au cours du premier semestre 2018»).

8.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours du premier semestre 2018 :

- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 644 millions d'euros portant un coupon de 5,125% et arrivé à échéance le 18 février 2018 ;
- ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 729 millions d'euros portant un coupon de 2,25% et arrivé à échéance le 1^{er} juin 2018 ;
- ENGIE SA a procédé le 22 juin 2018 à une émission obligataire d'un montant de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,421% et arrivant à échéance en 2028 ;
- ENGIE SA a notifié le 6 juin 2018 l'exercice de l'option annuelle de remboursement et reconnu en dette financière la tranche de 600 millions d'euros de titres super subordonnés à durée indéterminée, précédemment comptabilisée en capitaux propres, portant un coupon de 3,875%. La dette sera remboursée le 10 juillet 2018.
- ENGIE Brasil Energia a émis le 28 juin 2018 quatre emprunts obligataires pour un montant total de 1 802 millions de real brésilien (401 millions d'euros) comprenant 782 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2023 et 1 020 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2027 ;
- ENGIE Brasil Energia a procédé le 29 juin 2018 au remboursement partiel de dettes obligataires pour un montant de 1 685 millions de real brésilien (375 millions d'euros) ;

8.4 Instruments financiers dérivés

8.4.1 Instruments financiers dérivés actifs

En millions d'euros	30 juin 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	574	62	636	610	63	673
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 424	13 494	15 918	1 532	7 231	8 763
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	627	102	729	806	83	889
TOTAL	3 625	13 657	17 283	2 949	7 378	10 326

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

8.4.2 Instruments financiers dérivés passifs

En millions d'euros	30 juin 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	277	94	371	293	59	352
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	2 154	15 090	17 244	1 475	8 544	10 018
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	1 132	73	1 205	1 212	118	1 329
TOTAL	3 563	15 258	18 820	2 980	8 720	11 700

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Les instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments comprennent principalement la composante taux des instruments dérivés de couverture (non qualifiés de couverture ou qualifiés de couverture de flux de trésorerie), qui sont exclus de l'agrégat endettement financier net, ainsi que les instruments de couverture d'investissement net.

8.4.3 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2018, 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.

8.5 Titres super-subordonnés

ENGIE SA a réalisé, le 16 janvier 2018, une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 1 milliard d'euros portant un coupon de 1,375% avec une option annuelle de remboursement à partir d'avril 2023. Conformément aux dispositions d'IAS 32 - *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 989 millions d'euros.

Le 6 juin 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 600 millions d'euros (soit un montant total de 621 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 584 millions d'euros.

NOTE 9 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 2017.

9.1 Risques de marché

9.1.1 Risques de marché sur matières premières

9.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités au 30 juin 2018 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⁾

		30 juin 2018	
En millions d'euros	Variations de prix	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	69	-
Gaz naturel	+3 €/MWh	947	20
Electricité	+5 €/MWh	126	(35)
Charbon	+10 \$US/ton	18	3
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	52	1
EUR/USD	+10%	52	-
EUR/GBP	+10%	88	-

(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*.

9.1.1.2 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 2018	2018 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2018 ⁽²⁾	Minimum 2018 ⁽²⁾
Activités de trading	6	8	13	5

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2018.

9.1.2 Risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble 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 2018		
	Impact sur le résultat après impact des dérivés		Impact sur les capitaux propres
	+10% ⁽¹⁾	-10% ⁽¹⁾	+10% ⁽¹⁾
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽²⁾	(57)	57	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	201

(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.

9.1.3 Risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	30 juin 2018			
	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 le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(13)	12	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	39	(51)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	324	(410)

9.2 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 2018, les ressources bancaires représentent 17% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 21 760 millions d'euros de dettes obligataires, soit 70% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représente 12% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés) et s'élève à 3 841 millions d'euros au 30 juin 2018.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette destinés au placement de trésorerie s'élève à 10 758 millions d'euros au 30 juin 2018.

Le montant des facilités de crédit confirmées représente 13 186 millions d'euros au 30 juin 2018, dont 13 133 millions d'euros de lignes disponibles. 96% 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 2018, 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	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	21 760	843	776	2 473	1 763	2 593	13 312
Emprunts bancaires	4 677	719	349	875	303	364	2 067
Titres négociables à court terme	3 841	3 492	349	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	53	16	3	25	3	1	6
Emprunts sur location-financement	440	67	129	98	89	11	47
Autres emprunts	119	29	9	8	8	3	62
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	441	441	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	31 331	5 607	1 615	3 478	2 166	2 971	15 493
Actifs liés au financement	(55)	-	-	(2)	(1)	-	(51)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(1 222)	(1 222)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 536)	(9 536)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	20 518	(5 151)	1 615	3 476	2 166	2 971	15 442

Facilités de crédit confirmées non utilisées

Au 30 juin 2018, les échéances des facilités de crédit confirmées non utilisées sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Programmes de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 133	352	598	1 360	4 668	5 513	642

Au 30 juin 2018, aucune contrepartie ne représentait plus de 7% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

NOTE 10 PROVISIONS

En millions d'euros	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactua- lisation	Écarts de change	Autres	30 juin 2018	Non courant	Courant
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 142	143	(189)	1	22	58	(9)	253	6 420	6 270	150
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	5 914	65	(39)	-	-	103	-	-	6 043	5 988	55
Démantèlement des installations ⁽²⁾	5 728	-	(11)	-	15	106	(3)	(41)	5 795	5 795	-
Reconstitution de sites	313	6	(5)	-	(2)	3	(3)	-	313	312	1
Litiges, réclamations et risques fiscaux	703	30	(97)	(1)	2	1	(5)	21	654	15	639
Autres risques	2 915	224	(405)	(20)	21	15	-	(181)	2 571	567	2 004
TOTAL PROVISIONS	21 715	469	(746)	(20)	58	287	(20)	53	21 795	18 947	2 848

(1) Les données comparatives au 31 décembre et 1^{er} janvier 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Dont 5 248 millions d'euros au 30 juin 2018 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 5 159 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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

La colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2018 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de reconstitution de site.

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont décrits dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2017.

10.1 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion du combustible irradié dans ces centrales sont constituées sur base du dossier triennal approuvé par la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) le 12 décembre 2016.

Comme indiqué dans la note 18.2.2 « Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire » des états financiers consolidés au 31 décembre 2017, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie générés par des activités nucléaires en Belgique. Dans ce contexte, l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières fissiles enrichies (l'ONDRAF) a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme de ces déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, et conformément aux procédures prévues par l'Arrêté royal du 30 mars 1981 «déterminant les missions et fixant les modalités de fonctionnement de l'organisme public de gestion des déchets radioactifs et des matières fissiles», l'ONDRAF a entamé un processus d'actualisation des redevances pour la gestion et l'entreposage de ces déchets. Il en résultera l'établissement d'un tarif devant être retranscrit avant la fin de l'année 2018 dans des conventions entre l'ONDRAF et les producteurs de déchets. Ce tarif devrait reposer sur un nouveau scénario de référence pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie qui serait basé sur un nouveau concept technologique et d'exploitation, ainsi qu'une profondeur d'enfouissement potentiellement augmentée.

Par rapport aux précédentes hypothèses de l'ONDRAF approuvées par la CPN en décembre 2016, ce changement de scénario se traduirait par une augmentation significative des coûts du stockage géologique des déchets de haute activité

et/ou de longue durée de vie. Ce coût additionnel serait réparti entre les différents producteurs de déchets en fonction des redevances fixées pour les différentes catégories de déchets selon des modalités d'allocation restant à préciser par l'ONDRAF.

Un tel scénario induirait également des reports significatifs dans l'échéancier d'engagement des différentes dépenses relatives au conditionnement et à l'enfouissement des déchets nucléaires qui, sous le contrôle des autorités compétentes, se traduirait par une diminution de la valeur actuelle nette des dépenses et aurait pour effet de réduire l'incidence de l'augmentation de ces coûts sur l'évaluation des provisions nucléaires.

Lorsque le montant et le calendrier des dépenses auront été définis au regard des implications de ce nouveau scénario d'ensemble, ces éléments devront être intégrés dans la proposition de Synatom à la CPN au plus tard lors de la révision triennale des provisions devant intervenir en 2019.

Dans ce contexte, le Groupe estime que les conditions et informations disponibles au 30 juin 2018 ne sont pas réunies pour envisager une révision des hypothèses ayant présidé à l'évaluation des provisions au 31 décembre 2017, lesquelles restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation. Une modification de ces paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

NOTE 11 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 2018 s'élève à 654 millions d'euros contre 703 millions d'euros au 31 décembre 2017 ⁽¹⁾.

Les contentieux et enquêtes sont détaillés dans la Note 26 des états financiers consolidés annuels au 31 décembre 2017. Ceux qui ont connu une évolution au cours du premier semestre 2018 sont présentés ci-après.

11.1 Benelux

11.1.1 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. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace ; les autres 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.

11.1.2 Risque fiscal aux Pays-Bas en matière de dépréciations des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise envisage de rejeter la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations (déduction fiscale non alignée sur la dépréciation comptable) que son quantum (méthode de valorisation financière selon une approche DCF). Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période. ENGIE conteste la position de l'administration fiscale et prépare un recours administratif.

11.2 Infrastructures Europe

11.2.1 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. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération le 18 janvier 2018 pour fixer le niveau de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1^{er} janvier 2018. Cette rémunération est donc prise en compte dans les coûts couverts par le tarif d'acheminement et donc in fine supportés par les utilisateurs. Le 18 juin 2018, le Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) de la CRE chargé par la Cour d'appel d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie (pour le passé et pour le futur) et à ENI

(1) Les données comparatives au 31 décembre et 1er janvier 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(pour le futur) un nouvel avenant prévoyant une rémunération de 91€/an pour les clients T3, T4 et TP et 8,10€/an pour les clients T1 et T2.

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 à la 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. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. ENGIE a également déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour obtenir son annulation uniquement pour la période antérieure au 1^{er} janvier 2018.

11.3 Autres

11.3.1 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. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a publié une décision finale négative confirmant son analyse de l'existence d'une aide d'État du Luxembourg envers ENGIE. ENGIE a l'intention de demander l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif.

NOTE 12 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec des parties liées décrites dans la Note 23 des Notes aux comptes des états financiers consolidés au 31 décembre 2017 n'ont pas connu d'évolution significative à fin juin 2018.

NOTE 13 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Cession des activités dans le gaz naturel liquéfié (GNL)

Le 13 juillet 2018, le Groupe a finalisé la cession (*cf. Note 3.2.1*) de ses activités amont dans le gaz naturel liquéfié (GNL). Le Groupe a reçu à cette date un paiement équivalent à 1,4 milliard d'euros correspondant au prix de cession de l'intégralité de ses parts.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités GNL depuis le 1^{er} janvier 2018 se traduisent par une réduction de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 1,1 milliard d'euros, hors prise en compte de paiements complémentaires à percevoir ultérieurement, et par un résultat de cession de l'ordre de 1,3 milliard d'euros incluant la juste valeur au 30 juin 2018 des paiements complémentaires à percevoir ultérieurement.

Acquisition du groupe LANGA

Le 18 juillet 2018, le Groupe a finalisé l'acquisition du groupe LANGA, producteur indépendant d'énergies renouvelables en France (éolien, solaire, biogaz et biomasse) pour un montant de 0,2 milliard d'euros. LANGA détient un portefeuille d'actifs en exploitation et de projets en développement.

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2018 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 auxquels le Groupe est exposé pour les six mois restants de l'exercice.

Courbevoie, le 26 juillet 2018

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 semestriels consolidés condensés de la société ENGIE, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés condensés ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. 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 semestriels consolidés condensés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1 et 2 qui exposent les changements de principes comptables et les impacts liés à la première application des normes IFRS 9 «*Instruments financiers*» et IFRS 15 «*Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients*» à compter du 1^{er} janvier 2018.

2. Vérification spécifique

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

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

Paris-La Défense, le 26 juillet 2018

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

Patrick E. Suissa

Olivier Broissand

Charles-Emmanuel Chosson

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.



ENGIE : SA au capital de 2 435 285 011 euros
RCS Nanterre 542 107 651
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie
T +33 (1) 41 20 10 00 - F +33 (1) 41 20 10 10

engie.com

