



**RAPPORT D'ACTIVITÉ ET
ÉTATS FINANCIERS
CONSOLIDÉS ANNUELS 2018**



SOMMAIRE

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ANNUELS ENGIE 2018	6
2	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	13
3	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	21
4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	23
5	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	27
6	COMPTES SOCIAUX	28

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	32
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	33
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	34
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES.....	36
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE.....	38

03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS.....	41
Note 2	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	47
Note 3	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2018.....	58
Note 4	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	65
Note 5	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	73
Note 6	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	78
Note 7	INFORMATION SECTORIELLE	82
Note 8	VENTES.....	87
Note 9	CHARGES OPÉRATIONNELLES	92
Note 10	DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE AU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	93
Note 11	RÉSULTAT FINANCIER	97
Note 12	IMPÔTS	99
Note 13	RÉSULTAT PAR ACTION	104
Note 14	GOODWILL	105

Note 15	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES.....	114
Note 16	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	119
Note 17	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	123
Note 18	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	143
Note 19	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES.....	166
Note 20	PROVISIONS.....	170
Note 21	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME.....	178
Note 22	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT.....	187
Note 23	CONTRATS DE LOCATION SIMPLE.....	189
Note 24	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS.....	191
Note 25	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	195
Note 26	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS.....	197
Note 27	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	198
Note 28	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	201
Note 29	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	205
Note 30	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX.....	206
Note 31	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	207

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	RÉSULTATS ANNUELS ENGIE 2018	6
2	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	13
3	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	21
4	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET	23
5	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	27
6	COMPTES SOCIAUX	28

1 RÉSULTATS ANNUELS ENGIE 2018

Les données précédemment publiées et présentées ci-après ont été retraitées afin de tenir compte (i) 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 (ii) de la présentation dans les comptes au 31 décembre 2017 (pour le compte de résultat, l'état du résultat global et de flux de trésorerie) des activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 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. 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.

Principaux faits marquants financiers de l'année 2018

- **Atteinte des objectifs annuels : résultat net récurrent part du Groupe de 2,5 milliards d'euros**, ratio dette nette/EBITDA à 2,3x.
- **Stabilité de l'EBITDA qui démontre la solidité du modèle d'ENGIE**, une dynamique sous-jacente positive des activités de croissance qui compense les impacts financiers défavorables dus aux importantes maintenances non programmées d'unités nucléaires en Belgique, à des effets de change négatifs et à l'effet dilutif des cessions.
- **Croissance organique⁽¹⁾ de l'EBITDA solide, à 5%**, qui reflète la progression des activités stratégiques du Groupe, particulièrement notable sur les activités Renouvelables et Solutions Clients BtoB et BtoT.
- **Une réduction de la dette nette du Groupe** (-1,4 milliard d'euros vs. fin 2017) grâce à une robuste génération de cash opérationnelle⁽²⁾ et aux cessions. **La solidité de la structure financière** du Groupe est confirmée par les agences de notation qui placent le Groupe en tête de son secteur.
- **Bilan du plan stratégique 2016-2018 : un portefeuille d'actifs reconfiguré, moins exposé aux prix de marché, moins carboné et présentant un potentiel de croissance amélioré.** Une transformation permise par un programme de rotation de portefeuille (16,5 milliards d'euros de cessions quasiment finalisées⁽³⁾), des investissements stratégiques (14,3 milliards d'euros d'investissements de croissance réalisés⁽⁴⁾), des gains de performance (1,3 milliard d'euros de gains nets au niveau de l'EBITDA depuis 2015), le développement d'une force commerciale davantage orientée client ainsi que par l'accélération du développement dans les énergies renouvelables.

Dans la continuité du repositionnement stratégique entamé en 2016, ENGIE a poursuivi avec succès le développement de ses activités prioritaires. **Ses positions ont été renforcées dans les Solutions Clients**, (i) par des **acquisitions ciblées** en Amérique latine, aux États-Unis, en Allemagne et à Singapour, (ii) par des **gains de contrats** sur des segments en très forte croissance (mobilité, gestion de campus, et réseaux de froids), (iii) par la **croissance du carnet de commande** dans les activités d'installation ainsi que par **l'augmentation des ventes d'électricité et de gaz en offres de marché** en France. Dans les **Infrastructures**, la régulation du stockage en France a été mise en œuvre, le cap des 2,5 millions de compteurs communicants gaz installés en France a été franchi et les activités en Amérique latine se sont développées. Dans les **Renouvelables**, 1,1 GW de capacités éoliennes et solaires ont été ajoutées en 2018. Enfin dans le **Thermique contracté** de nouveaux contrats long terme ont été signés.

(1) Croissance hors effets change et périmètre.

(2) I.e. marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

(3) Impact cumulé du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2018.

(4) Impact cumulé du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2018, net des produits de cessions dans le cadre de l'activité DBpSO (Develop, Build, partial Sell & Operate), hors capex E&P et upstream/midstream LNG et hors capex corporate.

Pour 2019, **ENGIE prévoit un résultat net récurrent part du Groupe en hausse**, compris entre 2,5 et 2,7 milliards d'euros⁽¹⁾. À moyen terme, ENGIE annonce une nouvelle politique de dividende, dans **une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRpg. Au titre de l'année fiscale 2019, ENGIE vise un dividende dans le haut de cette fourchette.**

Données financières au 31 décembre 2018

En milliards d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60,6	59,6	+1,7%	+1,7%
EBITDA	9,2	9,2	+0,4%	+4,7%
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5,1	5,2	-0,9%	+5,1%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,5	2,2	+10,1%	+17,3%
Résultat net, part du Groupe	1,0	1,3	-21,7%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	7,3	8,5	-1,2 Mds€	
Endettement financier net	21,1	22,5	-1,4 Mds€	

1.1 Analyse des données financières 2018

1.1.1. Chiffre d'affaires de 60,6 milliards d'euros

Le **chiffre d'affaires** au 31 décembre 2018 s'élève à 60,6 milliards d'euros, en hausse de 1,7% en brut et en organique par rapport à 2017.

La **variation brute du chiffre d'affaires** est impactée par un effet de change défavorable (-929 millions d'euros), notamment lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain face à l'euro, ainsi que par des effets de périmètre globalement positifs (+955 millions d'euros). Les effets de périmètre sont principalement liés aux acquisitions réalisées dans les Solutions Clients (notamment Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni, MCI en France, Talen et Unity aux États-Unis) et à l'acquisition de deux concessions hydroélectriques au Brésil. Ces effets positifs sont partiellement compensés par la cession des activités de production thermique d'électricité au Royaume-Uni et en Pologne en 2017 et de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie début 2018.

La **croissance organique du chiffre d'affaires** s'explique principalement par des hausses tarifaires et des nouveaux contrats de fourniture d'électricité signés en Amérique latine, la croissance des ventes d'électricité d'origine hydraulique en France et au Brésil, la progression des ventes d'électricité sur le segment des particuliers en France, la hausse des ventes dans les activités de commercialisation d'énergie au Royaume-Uni, en Roumanie et en Australie, ainsi que par le meilleur niveau d'activité dans les solutions BtoB et BtoT en France et dans le reste de l'Europe. Cette croissance du chiffre d'affaires est partiellement compensée 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, ainsi que par la baisse des ventes de gaz en France.

(1) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autre que lié à IFRS 16, 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 2018 pour la partie non couverte de la production, de cours de change moyens suivants pour 2019 : €/USD : 1,16 ; €/BRL : 4,42 et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées.

1.1.2. EBITDA de 9,2 milliards d'euros

L'**EBITDA** de la période s'élève à 9,2 milliards d'euros, en hausse de 0,4% en brut et de 4,7% en organique par rapport à l'année 2017.

La **croissance brute de l'EBITDA** intègre un effet de change défavorable (-258 millions d'euros) principalement lié à la dépréciation du real brésilien face à l'euro et dans une moindre mesure à celle du dollar américain, et un effet périmètre négatif (-113 millions d'euros). Cet effet de périmètre s'explique principalement par les cessions de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie début 2018 et des activités de production thermique d'électricité au Royaume-Uni fin 2017, partiellement compensées notamment par l'acquisition de deux concessions hydroélectriques au Brésil fin 2017 et par diverses acquisitions dans les solutions *BtoB and BtoT* notamment aux États-Unis et au Moyen-Orient.

La **croissance organique de l'EBITDA** s'explique principalement par les effets constatés au niveau du chiffre d'affaires. Contribuent également à cette croissance organique la performance des activités d'achat et de vente de gaz (liée à l'évolution favorable des marchés en Europe et au nouveau mode de gestion de certains contrats long terme), les effets du programme de performance *Lean* 2018, ainsi que l'impact positif de la mise en œuvre de la régulation du stockage de gaz en France. Ces effets viennent plus que compenser l'impact négatif de l'activité nucléaire en Belgique lié à d'importantes maintenances non programmées ainsi qu'à une baisse des prix captés.

Croissance organique de l'EBITDA par segment :

En milliards d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Amérique du nord	0,2	0,2	+0,1%	-7,5%
Amérique latine	1,8	1,7	+3,8%	+11,1%
Afrique/Asie	1,1	1,3	-11,7%	+6,0%
Benelux	(0,2)	0,5	-133,7%	-133,5%
France	1,7	1,5	+14,2%	+14,2%
Europe hors France & Benelux	0,7	0,6	+4,6%	+6,5%
Infrastructures Europe	3,5	3,4	+3,3%	+3,3%
GEM	0,2	(0,2)	NA	NA
Autres	0,2	0,1	+56,6%	NA
TOTAL	9,2	9,2	+0,4%	+4,7%

- L'**EBITDA du secteur Amérique du nord** affiche une décroissance organique de 7,5% du fait d'éléments ponctuels en 2017 et 2018 rendant la comparaison malaisée et de la hausse des coûts de plateformes de développement éoliennes et solaires dont la contribution est attendue à partir de 2019. Ces effets négatifs sont partiellement compensés par la croissance des activités de production d'électricité d'origines thermique et renouvelable, du fait de conditions climatiques favorables aux États-Unis et au Canada, et de la contribution du champ solaire Holman mis en service au Texas au second semestre 2017.
- L'**EBITDA du secteur Amérique latine** présente une forte croissance organique de 11,1% qui s'explique principalement par l'amélioration de la production d'électricité au Brésil (meilleure hydrologie et mise en service de nouveaux parcs éoliens), par des augmentations tarifaires dans les infrastructures gazières au Mexique et en Argentine ainsi que par de nouveaux contrats long terme de vente d'électricité au Chili. Ces effets sont partiellement compensés par la fin de contrats long terme de vente d'électricité au Pérou fin 2017.
- L'**EBITDA du secteur Afrique/Asie** connaît une croissance organique soutenue de 6,0% s'expliquant principalement par une hausse des activités solaires en Inde et des activités de distribution de gaz en Thaïlande.
- L'**EBITDA du secteur Benelux** est en décroissance organique très significative de 134% principalement du fait des activités de production d'électricité d'origine nucléaire qui ont été très fortement impactées par des arrêts non programmés, conduisant à un taux de disponibilité très faible en 2018 (52%), ainsi que par la baisse des prix captés.

- L'**EBITDA du secteur France** présente une forte croissance organique (14,2%) principalement liée à l'augmentation significative de la production électrique renouvelable d'origine hydraulique, au niveau important de marges dans les cessions partielles d'actifs éoliens et solaires, ainsi qu'à la progression des marges dans les solutions BtoB et BtoT, ces effets positifs étant partiellement compensés par la baisse des marges dans les activités de commercialisation de gaz aux particuliers.
- L'**EBITDA du secteur Europe hors France et Benelux** enregistre une croissance organique de 6,5% qui s'explique notamment par de meilleures performances des activités de Solutions Clients au Royaume-Uni, en Roumanie et en Espagne.
- L'**EBITDA du secteur Infrastructures Europe** affiche une croissance organique de 3,3% due principalement à la mise en œuvre de la régulation de l'activité de stockage en France à compter du 1^{er} janvier 2018.
- L'**EBITDA du secteur 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 (comparée à une moindre performance début 2017 marquée par des difficultés d'approvisionnement dans le sud de la France), ainsi que par un impact positif du changement de mode de gestion de certains contrats long terme.
- L'**EBITDA du secteur Autres** est en forte croissance organique du fait notamment des économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean 2018* et d'éléments positifs ponctuels sur l'activité de production thermique d'électricité en Europe (dénouements favorables de litiges) qui ont compensé des conditions de marché moins favorables en 2018 qu'en 2017.

Selon les activités, la performance de l'EBITDA est la suivante :

En milliards d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Solutions clients	2,4	2,2	+9%	+5%
Dont BtoC	0,7	0,7	-1%	+0%
Dont BtoB & BtoT	1,7	1,5	+13%	+7%
Infrastructures	3,9	3,8	+4%	+5%
Renouvelable et thermique contracté	2,8	2,5	+9%	+15%
Dont Renouvelable	1,6	1,4	+17%	+25%
Dont Thermique contracté	1,1	1,1	-1%	+4%
Merchant	0,5	0,8	-29%	-29%
Dont Nucléaire	(0,5)	0,1	NA	NA
Dont Merchant hors Nucléaire	1,1	0,6	+76%	+77%
Autres ⁽¹⁾	(0,4)	(0,1)	NA	NA
TOTAL	9,2	9,2	+0,4%	+4,7%

(1) Y compris les activités cédées sur la période ou en cours de cession.

En dehors du nucléaire, toutes les activités sont en croissance brute et organique, et ce malgré un effet change défavorable significatif.

- Dans les **Solutions Clients**, la croissance brute de 9% de l'EBITDA s'explique par la forte croissance globale des solutions *BtoB and BtoT* et la stabilité des activités BtoC.
Les solutions *BtoB and BtoT*, en croissance brute de 13%, bénéficient de la contribution des acquisitions réalisées, de la performance des activités de services en Europe aussi bien en termes de volumes que de marges, ainsi que des activités de commercialisation de gaz et d'électricité sur le segment des professionnels en Europe et en Amérique latine.
Les activités BtoC, stables par rapport à 2017, enregistrent une décroissance des volumes et des marges sur les ventes de gaz en France, compensée par une hausse du portefeuille client d'électricité en France et en Australie et par des éléments positifs ponctuels en Europe.

- La bonne performance de l'activité **Infrastructures** (5% en variation organique), malgré un effet température défavorable en France, est portée principalement par la mise en œuvre de la régulation de l'activité de stockage de gaz en France au 1^{er} janvier 2018, par les augmentations tarifaires dans le transport de gaz au Mexique et par le développement des activités de distribution de gaz en Argentine et en Thaïlande. Ces effets positifs sont partiellement compensés par la mise en œuvre des nouvelles dispositions contractuelles dans les activités de transport sur la conversion de gaz à bas pouvoir calorifique dans le nord de la France.
- Les activités **Renouvelables** et **Thermique contracté** sont en croissance brute de 9% et en forte croissance organique de 15%. L'impact lié à la dépréciation du réal brésilien et dans une moindre mesure du dollar américain face à l'euro n'est que partiellement compensé par la contribution de deux nouvelles concessions hydrauliques au Brésil acquises fin 2017. Les activités de production d'électricité **Renouvelable** sont en forte croissance organique (25%). Cette hausse s'explique principalement par le niveau important des résultats de cessions partielles de parcs éoliens et solaires en 2018 (modèle DBpSO⁽¹⁾) et par la croissance de la production électrique d'origine hydraulique en France. Les activités **Thermique contracté** sont en croissance organique de 4% malgré des éléments positifs ponctuels plus importants en 2017 qu'en 2018. Elles bénéficient du gain de nouveaux contrats long terme de vente d'électricité au Chili et de la mise en service de la centrale Safi au Maroc, venant plus que compenser la fin de contrats long terme de vente d'électricité au Pérou.
- Les activités **Nucléaires** sont en très forte décroissance du fait des arrêts non programmés en Belgique conduisant à un taux de disponibilité très faible en 2018 (52%) ainsi qu'en raison des prix captés en baisse.
- Enfin, les activités **Merchant hors nucléaire** sont en très forte croissance brute (76%) et organique (77%) du fait de la bonne performance des activités d'achat et vente de gaz (GEM) et des activités de production d'électricité thermique en Europe.

1.1.3. Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence de 5,1 milliards d'euros

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 5,1 milliards d'euros, en recul de 0,9% en brut et en progression de 5,1% en organique par rapport au 31 décembre 2017, en ligne avec les taux de croissance de l'EBITDA.

1.1.4. Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies de 2,5 milliards d'euros et Résultat net part du Groupe de 1,0 milliard d'euros

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 2,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018, en forte hausse de 10,1% par rapport au 31 décembre 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 part du Groupe** s'élève à 1,0 milliard d'euros, contre 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2017. Il est impacté négativement principalement par des pertes de valeur, ces effets étant partiellement compensés par le résultat de cession des activités amont du gaz naturel liquéfié («Activités non poursuivies»).

1.1.5. Dette nette financière de 21,1 milliards d'euros

La **dette nette** financière s'établit à 21,1 milliards d'euros, en réduction de -1,4 milliard d'euros par rapport à fin décembre 2017. Elle bénéficie principalement (i) de la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (7,3 milliards d'euros), (ii) des effets du programme de rotation de portefeuille (4,4 milliards d'euros, avec notamment la finalisation des cessions des activités d'exploration-production et amont GNL, de la centrale de production d'électricité à base de charbon

(1) Develop, Build, partial Sell & Operate.

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). Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts de la période (7,6 milliards d'euros⁽¹⁾) ainsi que (ii) par le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,7 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

Le **cash-flow des opérations (CFFO)** s'établit à 7,3 milliards d'euros, en recul de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette évolution s'explique par la normalisation de la variation de besoin en fonds de roulement pour -1,5 milliard d'euros et par une baisse des *cash flows* financiers, partiellement compensées par une amélioration de la génération de *cash* opérationnelle et par de moindres décaissements d'impôts.

A fin décembre 2018, le **ratio dette nette financière / EBITDA** s'élève à 2,3x, inférieur à l'objectif d'un ratio inférieur ou égal à 2,5x. Le coût moyen de la dette brute de 2,68% est en très légère hausse par rapport à fin décembre 2017.

Le **ratio dette nette économique⁽²⁾ / EBITDA** s'établit à 3,85x, stable par rapport à fin 2017. Après prise en compte de l'impact de la mise en œuvre de la norme IFRS 16 au niveau de l'EBITDA⁽³⁾, le ratio est de 3,66x.

1.2 Stratégie de repositionnement d'ENGIE réussie

ENGIE a poursuivi avec succès son repositionnement stratégique avec l'atteinte des objectifs que le Groupe s'était fixé en 2016 :

- la cession de sa participation dans Glow en Asie-Pacifique annoncée en juin 2018 aura un impact de 3,2 milliards d'euros sur la dette nette consolidée d'ENGIE. Elle permettra au Groupe de **finaliser son programme de rotation de portefeuille** lancé il y a trois ans. À ce jour, 16,5 milliards d'euros⁽⁴⁾ de cessions ont été annoncées, dont 14 milliards d'euros de cessions déjà comptabilisées ;
- le **programme d'investissements** est également finalisé, avec 14,3 milliards d'euros⁽⁵⁾ d'investissements de croissance depuis 2016, principalement dans les activités Renouvelables et Thermique contracté (48%), mais aussi dans les Solutions Clients (33%) et les Infrastructures (15%) ;
- sur le **programme de performance Lean 2018**, 1,3 milliard d'euros de gains nets au niveau de l'EBITDA ont été réalisés à fin décembre 2018, contre un objectif initial de réduction des coûts de 1,0 milliard d'euros.

Ce repositionnement stratégique réussi se matérialise également par une hausse de l'efficacité capitalistique et de la rentabilité du Groupe, avec en particulier un ROCEp⁽⁶⁾ en hausse de plus de 90 points de base sur la période 2016-2018, et une augmentation des marges du résultat opérationnel courant dans les Solutions Clients de 30 points de base en 2018.

1.3 Objectifs financiers 2019

ENGIE prévoit pour 2019 **un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,5 et 2,7 milliards d'euros**. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,9 à 10,3 milliards d'euros après application de la norme IFRS 16 - *Contrats de location*⁽⁷⁾.

(1) Net des produits de cession dans le cadre de l'activité DBpSO.

(2) La dette nette économique s'établit à 35,6 milliards d'euros à fin décembre 2018 (vs. 36,4 milliards d'euros au 31 décembre 2017) ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi ; le détail de son calcul est présenté dans la Note 6.7 des comptes consolidés.

(3) Les loyers correspondants aux engagements de location intégrés à la dette nette économique sont par cohérence retraités de l'EBITDA (pour environ 0,5 milliard d'euros), reflétant les effets attendus à compter de 2019 de l'application de la nouvelle norme IFRS 16 - *Contrats de location*.

(4) Impact cumulé du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2018.

(5) Impact cumulé du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2018, net des produits de cessions dans le cadre de l'activité DBSO, hors capex E&P et upstream/midstream LNG et hors capex corporate.

(6) Return On Productive Capital Employed, excluant les capitaux employés non productifs et excluant du NOPAT les éléments non-récurrents de la quote-part de résultat net des entreprises mises en équivalence.

(7) Impact de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (sans impact sur le RNRpg).

Pour 2019, ENGIE prévoit :

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

Afin d'assurer le suivi en interne de la réalisation de cet objectif, ainsi que sa communication, l'information sectorielle sera complétée à partir de 2019 selon un projet d'adaptation de l'organisation qui sera proposé prochainement.

1.4 Politique de dividende

Au titre des **résultats 2018**, ENGIE confirme le paiement d'un **dividende ordinaire de 0,75 euro par action, en numéraire**.

À compter de 2020⁽¹⁾, le dividende annuel sera versé en une seule fois, à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire (AGO) approuvant les comptes annuels.

Afin de neutraliser l'impact de cette transition pour les actionnaires en 2019, ENGIE soumettra à l'approbation de ses actionnaires lors de son AGO du 17 mai prochain un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action, ce qui portera la distribution totale décidée par cette Assemblée Générale à 1,12 euro par action.

Pour l'avenir, ENGIE annonce une nouvelle politique de dividende à moyen terme, **dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRpg**. Au titre de l'exercice fiscal 2019, ENGIE vise un dividende dans le haut de cette fourchette.

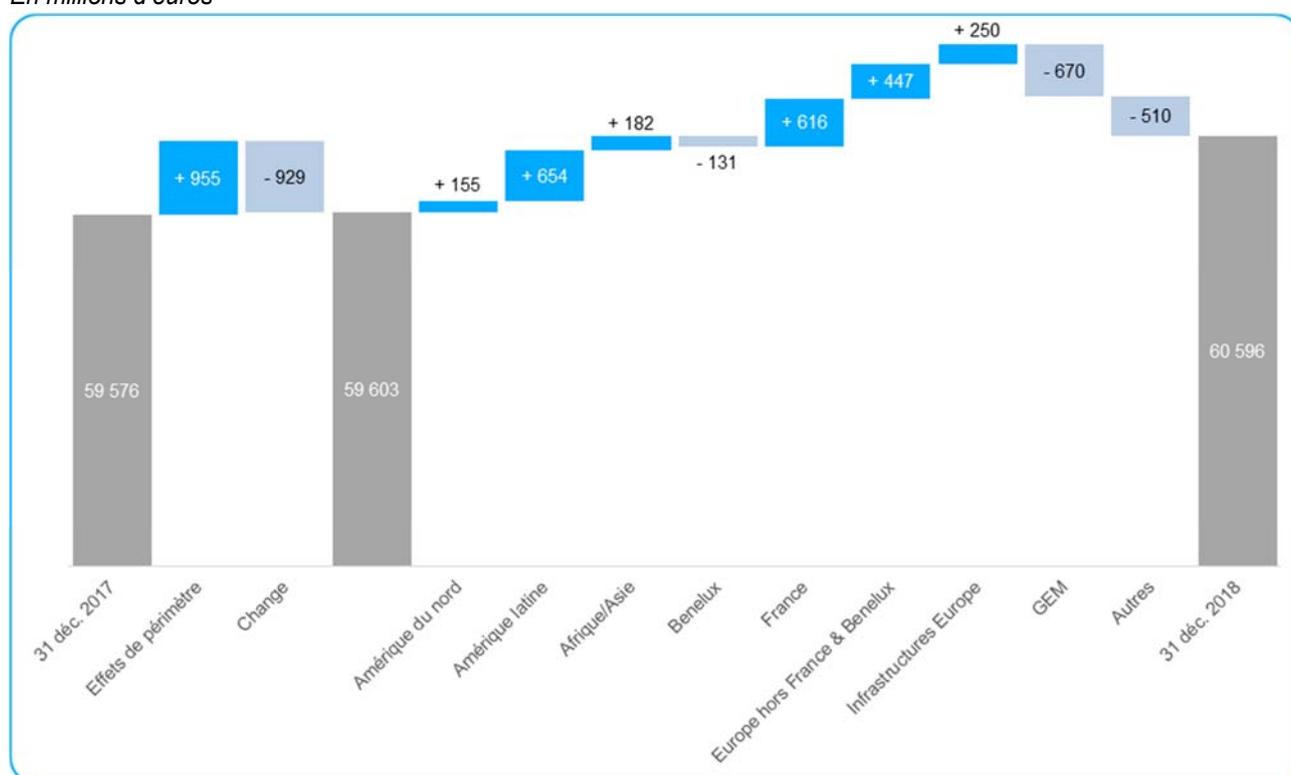
(1) Sur la base du montant distribuable de l'exercice clos le 31 décembre 2019 pour le dividende versé en 2020.

2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60 596	59 576	+1.7%	+1.7%
EBITDA	9 236	9 199	+0.4%	+4.7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 110)	(4 027)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 126	5 172	-0.9%	+5.1%

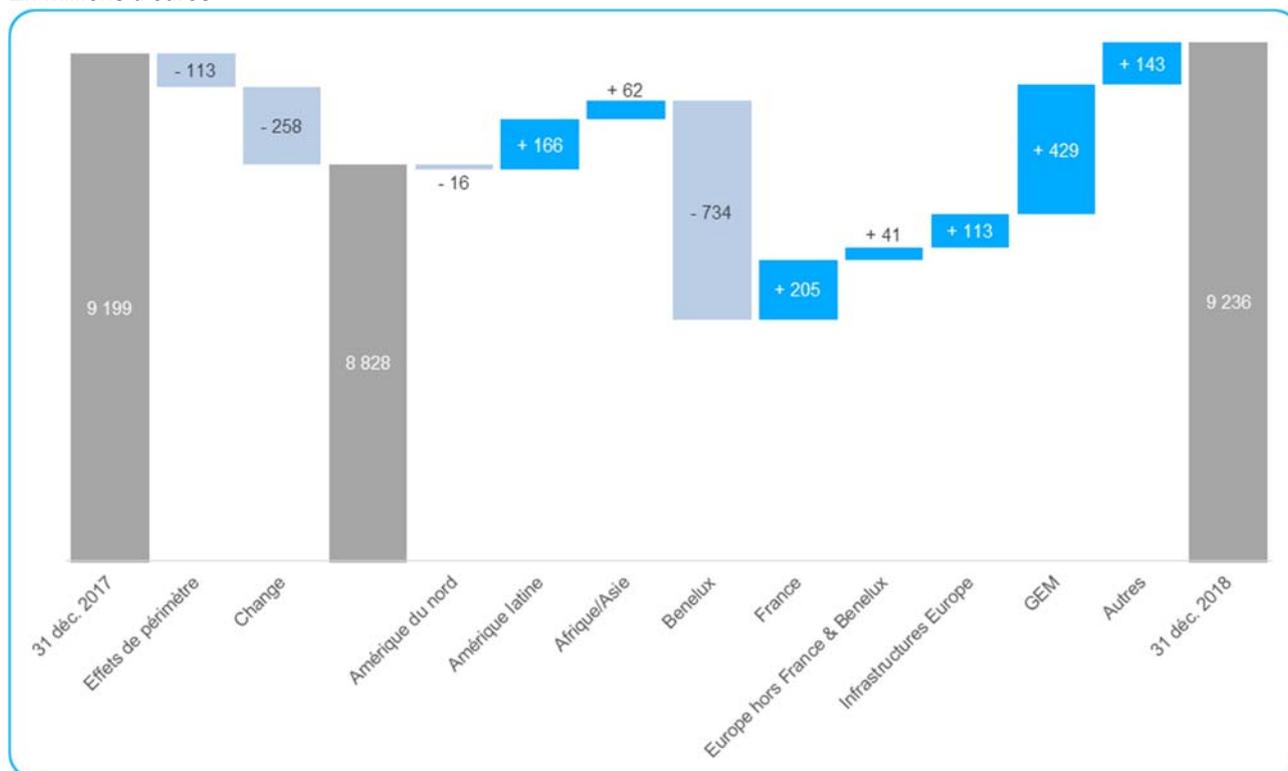
ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros



ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



2.1 Amérique du nord

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	3 383	2 964	+14,1%	+5,5%
EBITDA	224	224	+0,1%	-7,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(73)	(50)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	151	174	-13,1%	-20,1%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du nord s'élève à 3 383 millions d'euros, en progression de 14,1%. L'effet négatif du taux de change est plus que compensé par les effets de périmètre positifs résultant notamment de l'acquisition des activités de services de Talen en septembre 2017, d'Unity en mars 2018 et de Donnelly en août 2018. Le chiffre d'affaires est en augmentation organique de 5,5%, principalement en raison de la hausse des prix et des volumes des activités GNL résiduelles.

L'**EBITDA** atteint 224 millions d'euros, stable par rapport à 2017, mais en décroissance organique de 7,5% une fois retraité de la contribution des acquisitions. Les activités de production thermiques et renouvelables sont en croissance du fait de conditions climatiques favorables dans le Nord-Est des États-Unis et au Canada ainsi que par la mise en service des actifs solaires d'Holman au deuxième semestre 2017. Ces effets sont plus que compensés par des éléments non-récurrents significatifs en 2018 ainsi que par la hausse des coûts de plateformes éoliennes et solaires dont la contribution des principaux projets est attendue en 2019.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 151 millions d'euros, en décroissance organique de 20%, impacté au-delà de l'EBITDA par un effet positif ponctuel sur les dotations nettes aux amortissements en 2017.

2.2 Amérique latine

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 639	4 383	+5,8%	+17,1%
EBITDA	1 775	1 709	+3,8%	+11,1%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(419)	(433)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 355	1 277	+6,2%	+12,9%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine s'établit à 4 639 millions d'euros, en hausse brute de 5,8% et en progression organique de 17,1%. Le chiffre d'affaires brut est négativement impacté par la forte dépréciation du réal brésilien (-16%) et dans une moindre mesure du dollar américain (-4%), ces effets négatifs étant plus que compensés par l'effet de périmètre des nouvelles concessions hydroélectriques acquises fin 2017 au Brésil (Jaguara et Miranda) 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 et la mise en service commerciale de nouveaux parcs éoliens. 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 contrats à forte marge en 2017.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de 3,3 TWh et s'élèvent à 62,6 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en hausse de 5,4 TWh et s'établissent à 34,3 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 1 775 millions d'euros, en hausse organique de 11,1%, 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 1 355 millions d'euros, en variation organique de +12,9%, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

2.3 Afrique/Asie

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 014	3 939	+1,9%	+5,0%
EBITDA	1 122	1 272	-11,7%	+6,0%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(229)	(256)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	893	1 016	-12,1%	+6,0%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 4 014 millions d'euros, en hausse brute de 1,9% et en progression organique de 5,0%. Le chiffre d'affaires brut est impacté par un effet de change négatif sur le dollar américain, le dollar australien et la livre turque. L'impact net des effets de périmètre est légèrement positif, l'effet négatif de la cession, en janvier 2018, de la centrale à charbon Loy Yang B située en Australie étant plus que 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, en Zambie 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.

Les ventes d'électricité sont en baisse de 9,7 TWh et s'élèvent à 35,2 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la fermeture d'Hazelwood et de la cession de Loy Yang B.

L'**EBITDA** atteint 1 122 millions d'euros, en baisse brute de 11,7% mais en progression organique de 6,0%. 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

positive en organique résulte essentiellement d'une contribution en hausse des activités solaires en Inde et des activités de distribution de gaz de PTT NGD en Thaïlande.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 893 millions d'euros, en variation organique de +6%, essentiellement pour les mêmes raisons que celles précitées pour l'EBITDA, les économies d'amortissement résultant du classement en «Actifs destinés à être cédés» des activités de production d'électricité thermique en Thaïlande ne compensant toutefois que partiellement l'impact lié aux dépréciations d'actifs comptabilisés au sein de la quote-part du résultat net d'entreprises mises en équivalence.

2.4 Benelux

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	6 690	6 771	-1,2%	-1,9%
EBITDA	(186)	550	-133,7%	-133,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(579)	(561)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(765)	(11)	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 6 690 millions d'euros, en diminution brute de 1,2% par rapport à 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 du 22 septembre 2017 jusqu'au 5 août 2018 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 et par la contribution à partir de 2018 des revenus des activités de services Cozie.

En Belgique et au Luxembourg, la production d'électricité s'établit à 27,5 TWh, en recul de 10,5 TWh. Aux Pays-Bas, les ventes totales d'électricité s'élèvent à 10,7 TWh, en progression de 0,9 TWh.

Les ventes de gaz naturel au Benelux, qui s'élèvent à 52 TWh, affichent une progression de +2,5 TWh par rapport à 2017 du fait d'un effet climatique favorable au 1^{er} trimestre 2018 et à des gains nets de nouveaux clients.

L'**EBITDA** s'élève à -186 millions d'euros, en décroissance de -736 millions d'euros du fait des activités de production d'électricité d'origine nucléaire qui sont très fortement impactées par les arrêts non programmés conduisant à un taux de disponibilité très faible en 2018 (52%) ainsi que par des prix captés en baisse.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** qui s'établit à -765 millions d'euros, en recul de -754 millions d'euros par rapport à 2017, suit l'évolution de l'EBITDA.

2.5 France

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	15 183	14 157	+7,2%	+4,4%
EBITDA	1 669	1 461	+14,2%	+14,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(635)	(592)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 034	869	+19,0%	+18,3%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

<i>En TWh</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %
Ventes de gaz	88,3	94,7	-6,8%
Ventes d'électricité	39,0	34,3	+14,0%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

<i>En TWh</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(3,0)	(0,3)	(2,7)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 15 183 millions d'euros, en hausse brute de 7,2% et de 4,4% en organique. La croissance brute s'explique par l'effet de l'acquisition de plusieurs sociétés de services sur le segment des professionnels (MCI fin décembre 2017, Icomera en juin 2017, CNN MCO en septembre 2017 et Eras en mars 2018). La hausse organique est notamment liée à l'augmentation de la production électrique d'origine hydraulique grâce à la meilleure hydraulité en 2018, à la progression des ventes d'électricité sur le segment des particuliers et à un bon niveau d'activités dans les services BtoB & BtoT.

Les ventes de gaz naturel diminuent de 6,4 TWh du fait des pertes de clients particuliers liées à la pression concurrentielle (3,7 TWh) et en raison de l'effet température défavorable (2,7 TWh). Les ventes d'électricité augmentent de 4,8 TWh grâce à la poursuite du développement des offres aux clients particuliers (+2,9 TWh) et à la hausse des ventes à partir de la production électrique, principalement d'origine hydraulique (+1,9 TWh).

L'**EBITDA** s'établit à 1 669 millions d'euros, en augmentation de 14,2% en organique. Cette hausse s'explique par le niveau important des résultats de cessions de parcs éoliens et solaires en 2018 (notamment de parcs de la Compagnie du Vent et des projets éoliens en mer de Yeu-Noirmoutiers et de Dieppe-Le Tréport), par la croissance de la production électrique d'origine hydraulique, ainsi que par la progression des marges des activités de services.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 034 millions d'euros, en croissance organique de 18,3%, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

2.6 Europe hors France & Benelux

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	9 527	8 831	+7,9%	+5,1%
EBITDA	679	650	+4,6%	+6,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(207)	(216)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	473	434	+9,0%	+11,6%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 9 527 millions et affiche une croissance brute de 7,9% et organique de 5,1% principalement sur l'activité solutions clients. La croissance brute intègre notamment l'acquisition de Keepmoat Regeneration dans la rénovation des bâtiments au Royaume-Uni (acquis en avril 2017). La croissance organique de 5,1% est liée au démarrage de l'activité de ventes d'énergie aux particuliers en juin 2017 au

Royaume-Uni, à l'impact du développement de Keepmoat sur 9 mois, à l'effet prix positif sur les activités de commercialisation de gaz et d'électricité en Roumanie, et à la progression de l'activité de services en Espagne.

Les ventes d'électricité s'élèvent à 29 TWh, en baisse de -1,1 TWh par rapport à 2017 notamment en Allemagne (commercialisation d'électricité aux clients professionnels). Les ventes de gaz sont en baisse de -0,4 TWh et s'établissent à 70,6 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 679 millions d'euros et enregistre une croissance organique de 6,5%. Cette hausse s'explique par les effets précédemment évoqués sur le chiffre d'affaires ainsi que par des bonnes conditions hydrologiques en Espagne. Ces éléments sont partiellement compensés par une moindre performance des activités de génération hydraulique au Royaume-Uni liée aux conditions réglementaires et de marché.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 473 millions d'euros, en variation organique de +11,6%, la hausse additionnelle par rapport à l'EBITDA venant de l'amélioration des résultats des mises en équivalence en Allemagne.

2.7 Infrastructures Europe

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 694	5 446	+4,6%	+4,6%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 859	6 712	+2,2%	
EBITDA	3 499	3 386	+3,3%	+3,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 482)	(1 444)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2 016	1 941	+3,9%	+3,8%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures Europe s'élève à 5 694 millions d'euros, en hausse de 4,6% par rapport à 2017. Cette augmentation provient principalement de la hausse tarifaire dans les réseaux de transport en France, des activités de terminaux méthaniers avec une bonne performance commerciale, ainsi que du développement des ventes de stockage pour compte propre en Grande-Bretagne. Cette hausse est partiellement compensée par un effet température défavorable de 8,1 TWh soit -51,8 millions d'euros.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 3 499 millions d'euros, en hausse de 3,3%. Cette hausse s'explique principalement par la mise en œuvre de la régulation de l'activité de stockage en France au 1^{er} janvier 2018, cet effet étant partiellement compensé par la mise en œuvre des nouvelles dispositions contractuelles sur la conversion de gaz à bas pouvoir calorifique en zone nord chez GRTgaz.

Le **résultat opérationnel courant, après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**, s'établit sur la période à 2 016 millions d'euros, en hausse de 3,9% par rapport à 2017, en ligne avec l'évolution de l'EBITDA.

2.8 GEM

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	6 968	7 638	-8,8%	-8,8%
EBITDA	240	(188)	NA	NA
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(41)	(40)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	199	(229)	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM s'élève à 6 968 millions d'euros, en baisse de 8,8% par rapport à fin décembre 2017. Cette évolution s'explique principalement par le changement de méthode comptable appliqué à la gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage⁽¹⁾.

L'**EBITDA** s'établit à 240 millions d'euros, en forte hausse par rapport à fin décembre 2017, du fait de la très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz dans un contexte de marché favorable alors que le premier trimestre 2017 était marqué par des difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France, ainsi que par un impact positif sur l'EBITDA du changement de 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 199 millions d'euros à fin décembre 2018, en croissance brute et organique, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

2.9 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	4 498	5 445	-17,4%	-10,2%
EBITDA	213	136	+56,6%	NA
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(444)	(436)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(232)	(300)	+22,8%	+37,1%

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %
Ventes de gaz en France	36,9	42,4	-12,9%
Ventes d'électricité	34,9	46,1	-24,9%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(0,7)	(0,1)	(0,6)

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 4 498 millions d'euros, en diminution brute de 17,4% et organique de 10,2%. Les effets non organiques proviennent principalement de la cession en 2017 des activités de génération thermique en Angleterre et

(1) À 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.

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 5,4 TWh du fait de la forte pression concurrentielle, avec un effet climatique légèrement négatif. ENGIE dispose d'une part de marché de 18% sur le marché d'affaires contre 21% à fin décembre 2017.

Les ventes totales d'électricité s'établissent à 34,9 TWh, en baisse de 11,2 TWh par rapport à décembre 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 213 millions d'euros, en croissance brute et organique par rapport à fin décembre 2017 s'expliquant principalement sur l'activité de génération thermique en Europe par la comptabilisation d'éléments positifs ponctuels en 2018 (dénouements favorables de certains litiges notamment) et par le développement des activités ancillaires, ainsi que par la contribution des effets du programme de performance *Lean* 2018, qui ont plus compensé l'effet de conditions de marché moins favorables en 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -232 millions d'euros, en amélioration brute et organique en lien avec celle de l'EBITDA.

3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 126	5 172	-0,9%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	29	
Pertes de valeur	(1 798)	(1 298)	
Restructurations	(162)	(669)	
Effets de périmètre	(150)	752	
Autres éléments non récurrents	(147)	(1 252)	
Résultat des activités opérationnelles	2 645	2 735	-3,3%
Résultat financier	(1 381)	(1 388)	
Impôts sur les bénéfices	(704)	395	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	560	1 741	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	1 069	366	
RÉSULTAT NET	1 629	2 108	-22,7%
Résultat net part du Groupe	1 033	1 320	
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	<i>(12)</i>	<i>1 047</i>	
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	<i>1 045</i>	<i>273</i>	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	595	788	
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>572</i>	<i>695</i>	
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>24</i>	<i>93</i>	

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 645 millions d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2017 principalement en raison (i) des pertes enregistrées sur des cessions d'actifs, (ii) de pertes de valeur plus importantes comptabilisées sur l'exercice 2018, (iii) de l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières et (iv) de la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence partiellement compensés par (v) la charge non récurrente comptabilisée en 2017 relative au nouveau mode de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de transport et de stockage mis en place par la BU GEM, (vi) des charges de restructurations moins importantes.

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact négatif de 223 millions d'euros (correspondant aux opérations non qualifiées de couverture comptable), contre une incidence positive de 29 millions d'euros au 31 décembre 2017. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions et par des effets nets négatifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2017 ;
- des pertes de valeurs nettes de 1 798 millions d'euros, contre 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2017. Le Groupe a constaté au 31 décembre 2018 des pertes de valeur nettes de 14 millions d'euros sur les *goodwills*, 1 576 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 209 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portent principalement sur les secteurs reportables Benelux, Autres (principalement sur la BU Génération Europe), Afrique/Asie, Infrastructures et Amérique latine. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2018 s'établit à 1 540 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 10.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés. En 2017, le Groupe avait constaté des pertes de valeur nettes de 481 millions d'euros sur les *goodwills*, 787 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 30 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portaient principalement sur les secteurs reportables Infrastructures (stockage) et Autres (principalement sur la BU Génération Europe) ;

- des charges de restructuration de 162 millions d'euros (contre 669 millions d'euros au 31 décembre 2017) comprenant principalement des coûts liés aux décisions d'arrêt d'exploitation et de fermeture de certaines entités, sites immobiliers ainsi que des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à -150 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 ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -147 millions d'euros comprenant notamment des mises au rebut et des coûts accessoires à des fermetures de sites.

Le **résultat financier** est stable et s'élève à -1 381 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre -1 388 millions d'euros au 31 décembre 2017 (cf. *Note 11*).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2018 s'établit à -704 millions d'euros (contre +395 millions d'euros au 31 décembre 2017). Elle comprend un produit d'impôt de +125 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents des résultats opérationnels et financiers (contre +1 462 millions d'euros en 2017), lesquels incluent notamment des charges non récurrentes fiscalisées en France et des impôts différés actifs sur des pertes de valeurs comptabilisés en Allemagne et en Amérique latine. En 2017, ceux-ci intégraient la baisse du taux d'impôt en France en application de la Loi de Finances 2018 et le remboursement de la taxe de 3% sur les dividendes versés antérieurement par les sociétés françaises. Retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 23,7%, en diminution par rapport au taux effectif récurrent de 2017 (29,6%) en raison notamment de la reconnaissance d'actifs d'impôt différés dans plusieurs pays dans lesquels les perspectives du Groupe s'améliorent.

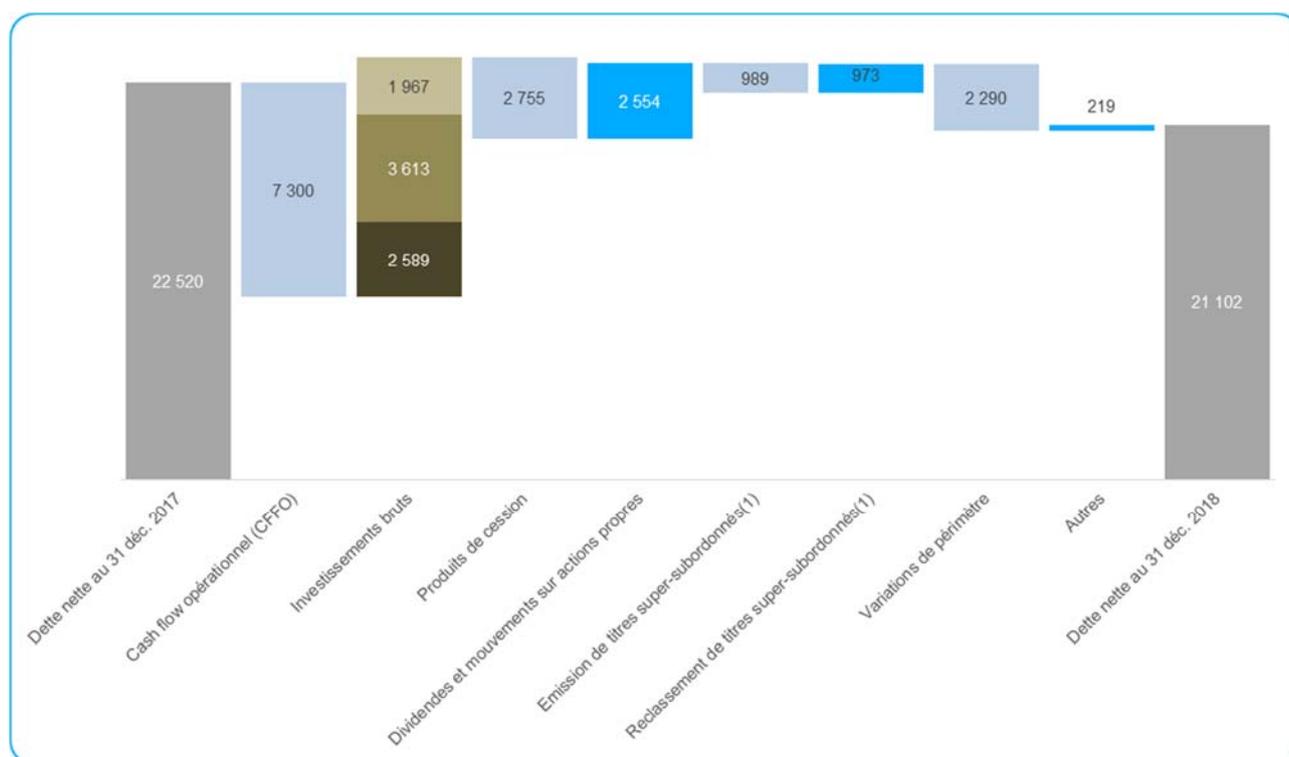
Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +572 millions d'euros, contre +695 millions d'euros au 31 décembre 2017. Sa diminution est notamment liée (i) à la variation des pertes de valeur et (ii) à la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B.

4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La **dette nette** financière s'établit à 21,1 milliards d'euros, en réduction de -1,4 milliard d'euros par rapport à fin décembre 2017. Elle bénéficie principalement (i) de la génération de cash-flow des opérations sur l'exercice (7,3 milliards d'euros), (ii) des effets du programme de rotation de portefeuille (4,4 milliards d'euros, avec notamment la finalisation des cessions des activités d'exploration-production et GNL, de la centrale de production d'électricité à base de charbon 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). Ces éléments sont partiellement compensés (i) par les investissements bruts de la période (7,6 milliards d'euros⁽¹⁶⁾) ainsi que (ii) par le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,7 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



(1) Cf. Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés».

	Investissements de maintenance
	Investissements de développement
	Investissements financiers

(16) Net des produits de cession dans le cadre de l'activité DBpSO.

Le ratio dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2018 à 2,28 :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies)	21 102	20 788
EBITDA	9 236	9 199
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	2,28	2,26

Le ratio dette nette économique (hors dette interne des activités non poursuivies) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2018 à 3,85 :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Dette nette économique (hors dette interne des activités non poursuivies)	35 590	35 127
EBITDA	9 236	9 199
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA⁽¹⁾	3,85	3,82

(1) Ratio 2018 ramené à 3,7 une fois retraités de l'EBITDA les loyers correspondants aux engagements de location intégrés à la dette nette économique (environ 0,5 milliard d'euros), reflétant ainsi les effets attendus à compter de 2019 de l'application de la nouvelle norme IFRS 16 Contrats de location.

4.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

Le **cash-flow des opérations (CFFO)** s'établit à 7,3 milliards d'euros, en recul de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette évolution s'explique par la normalisation de la variation de besoin en fonds de roulement pour -1,5 milliard d'euros et par une baisse des *cash flows* financiers partiellement compensée par une amélioration de la génération de cash opérationnelle et par de moindres décaissements d'impôts.

4.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 8 169 millions d'euros et comprennent :

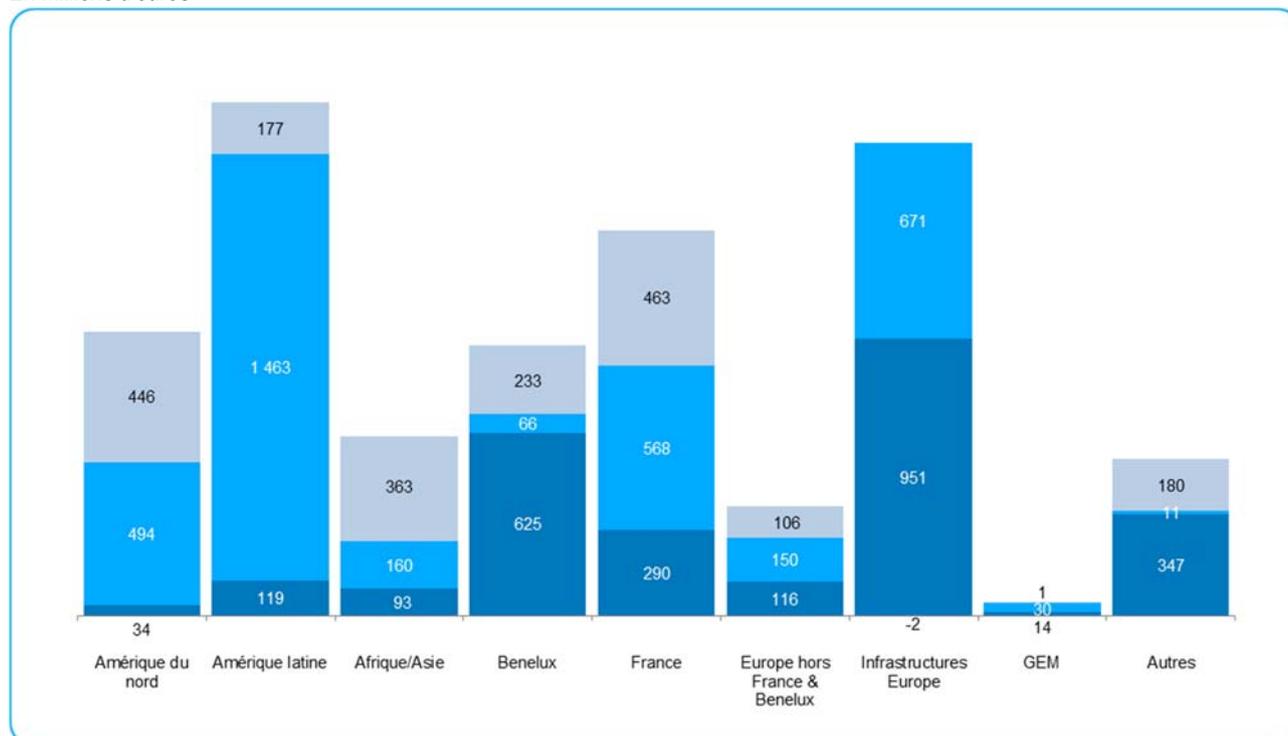
- des investissements financiers pour 1 967 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition en Amérique du nord (446 millions d'euros) de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables (éolien et solaire) et des services (micro-réseau d'électricité, réseau de chaleur et de climatisation), en Afrique (193 millions d'euros) de sociétés opérant dans l'éolien et les services, en France du groupe Langa (174 millions d'euros), (ii) du financement du projet de construction de la centrale thermique de Safi au Maroc (149 millions d'euros), et (iii) de l'augmentation de 188 millions d'euros des placements effectués par Syntom ;
- des investissements de développement de 3 613 millions d'euros, dont 1 463 millions d'euros sur le secteur Amérique latine (construction de centrales thermiques et développement de champs éoliens et photovoltaïques au Brésil et au Chili), 671 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe (projets de fluidification et de développement du réseau de distribution et de transport de gaz en France), 494 millions d'euros sur le secteur Amérique du nord (principalement pour le développement de projets éoliens), et enfin 568 millions d'euros sur le secteur France (principalement projets renouvelables) ;
- et des investissements de maintenance de 2 589 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 2 755 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses activités dans le gaz naturel liquéfié (GNL), 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 (-2 290 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 3 124 millions d'euros.

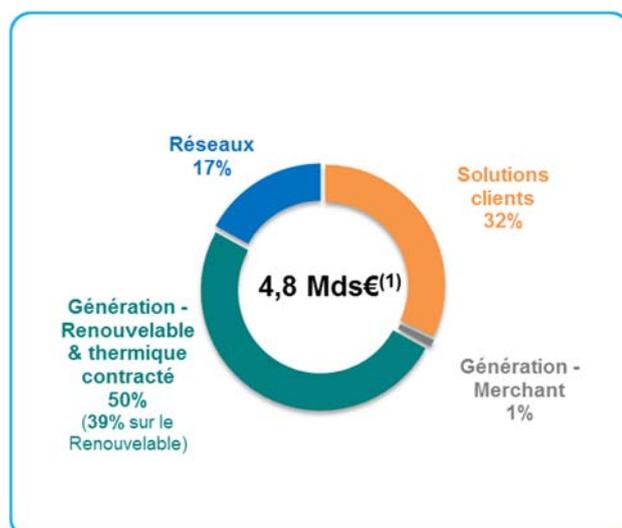
Les investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



■ Investissements de maintenance
 ■ Investissements de développement
 ■ Investissements financiers

Les investissements de croissance se détaillent comme suit par activités :



Principaux projets

Faible émission de CO₂

Brésil - éolien (Campo Largo, Umburranas) & solaire	~ 0,7
Amérique du nord - Éolien (yc. plateforme Infinity)	~ 0,5
Amérique latine - Projets éoliens et solaires	~ 0,2
France - Aquisition du groupe Langa	~ 0,2
Australie - Willogeche (éolien)	~ 0,1

Réseaux

GRDF	~ 0,4
GRTgaz	~ 0,2

Solutions clients

Amérique du nord - Aquisitions de Solutions clients (yc. Donnelly, Unity, Socore, Plymouth & Longwood)	~ 0,4
Electro Power Systems	~ 0,1
Europe hors France & Benelux - Acquisition de Piora	~ 0,1
Amérique latine - Acquisitions de CAM, Transantigo	~ 0,1
France BtoB - Acquisitions de proximité (<i>tuck-in</i>)	~ 0,1

(1) Net des cessions partielles dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate, Synatom réaffecté aux investissements de maintenance.

4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 2 554 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 739 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2017 (soit 0,35 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et 0,42 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2018 et à l'acompte sur dividende (soit 0,37 euro par action) versé en octobre 2018 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 796 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 123 millions d'euros et des mouvements sur actions propres.

4.4 Endettement net au 31 décembre 2018

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 75% en euros et 18% en dollars américains au 31 décembre 2018.

La dette nette est libellée à 81% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 10,9 ans.

Au 31 décembre 2018, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,2 milliards d'euros.

5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation nette
Actifs non courants	91 716	92 412	(696)
<i>Dont goodwill</i>	17 809	17 285	525
<i>Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	55 635	57 566	(1 931)
<i>Dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	7 846	7 606	240
Actifs courants	61 986	57 729	4 257
<i>Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	3 798	6 687	(2 889)
Capitaux propres	40 941	42 122	(1 181)
Provisions	21 813	21 715	98
Dettes financières	32 178	33 467	(1 289)
Autres passifs	58 769	52 836	5 933
<i>Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	2 130	3 371	(1 241)

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 55,6 milliards d'euros, en baisse de -1,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette variation résulte pour l'essentiel du classement des activités de Glow en Thaïlande, d'une partie des parcs solaires de la société Langa en France, et d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique en «Actifs destinés à être cédés» (-2,6 milliards d'euros) (cf. Note 5.2), des amortissements (-3,8 milliards d'euros), des pertes de valeurs (-1,6 milliard d'euros), des écarts de conversion (-0,1 milliard d'euros), partiellement compensés par les acquisitions et développements de la période (+6,3 milliards d'euros).

Les **goodwills** s'établissent à 17,8 milliards d'euros en hausse de 0,5 milliards d'euros essentiellement à la suite des acquisitions réalisées par la BU Amérique du nord (0,2 milliard d'euros) et la BU France renouvelable (0,2 milliard d'euros), compensées par le *goodwill* relatif à la participation dans la société thaïlandaise Glow ainsi que les actifs en exploitation de la société Langa suite à leur classement en «Actifs destinés à être cédés» (-0,2 milliard d'euros).

Les **capitaux propres** totaux s'établissent à 40,9 milliards d'euros, en baisse de -0,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,6 milliards d'euros, dont 1,7 milliards d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,9 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), partiellement compensés par le résultat net de la période (+1,6 milliards 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 31 décembre 2018 aux activités de Glow en Thaïlande, d'une partie des parcs solaires de la société Langa en France, et d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique, et au 31 décembre 2017 aux activités d'exploration-production ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie (cf. Note 5.1).

6 COMPTES SOCIAUX

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

En 2018, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 27 833 millions d'euros, principalement du fait d'effets prix et volumes positifs dans les ventes aux autres opérateurs gaziers.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -1 058 millions d'euros au 31 décembre 2018, relativement stable par rapport à l'exercice 2017 où il était de -1 358 millions d'euros. La hausse du chiffre d'affaires (+7 248 millions d'euros) est compensée par la hausse du coût des achats de gaz (-7 471 millions d'euros). L'activité électricité est en légère progression, de 4 602 millions d'euros au 31 décembre 2017 à 4 683 millions d'euros au 31 décembre 2018, soit une évolution de 2% obtenue par le gain de clients électricité (environ 450 000 nouveaux clients) partiellement compensé de manière défavorable par la hausse du coût d'approvisionnement.

Le résultat financier s'élève à 3 718 millions d'euros, proche des 3 849 millions d'euros sur l'exercice 2017.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -2 107 millions d'euros principalement constitué des dépréciations sur titres de participation.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 549 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 1 001 millions d'euros) principalement constitué du produit d'intégration fiscale 343 millions d'euros), d'une reprise nette de provision pour impôt de 124 millions d'euros, et de divers autres impôts nets créditeurs pour 82 millions d'euros. En 2017, le remboursement par l'état de la taxe 3% sur les dividendes, invalidée par le Conseil Constitutionnel, avait impacté le résultat à hauteur de 422 millions d'euros.

Le résultat net ressort à 1 102 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 36 616 millions d'euros contre 37 191 millions d'euros à fin 2017, soit une diminution de 575 millions d'euros constituée pour majeure part de la variation de résultat entre 2017 et 2018 (-319 millions d'euros) et de l'effet de l'affectation du résultat 2017 pour -333 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, les dettes financières ressortent à 36 080 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 8 032 millions d'euros (dont 5 216 millions d'euros de comptes courant filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de Commerce

En millions d'euros	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					18 871	-					548 749
Montant total des factures	-	448,3	40,3	0,5	113,8	602,9	-	602,5	32,6	14,9	177,4	917,3
Pourcentage du montant total	-	1,34%	0,12%	0,00%	0,34%	1,81%						
Pourcentage du chiffre d'affaires							-	2,11%	0,10%	0,05%	0,54%	2,79%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues				226								
Montant total des factures				9,9								
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT	32
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL	33
ÉTAT DE LA SITUATION FINANCIÈRE	34
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES	36
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE	38

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	8	56 388	53 073
Chiffre d'affaires sur autres contrats		4 208	6 503
CHIFFRE D'AFFAIRES		60 596	59 576
Achats		(32 190)	(31 465)
Charges de personnel	9.1	(10 624)	(10 051)
Amortissements, dépréciations et provisions	9.2	(3 586)	(3 787)
Autres charges opérationnelles		(10 981)	(10 978)
Autres produits opérationnels		1 550	1 455
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		4 765	4 750
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	361	422
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	10	5 126	5 172
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	10.1	(223)	29
Pertes de valeur	10.2	(1 798)	(1 298)
Restructurations	10.3	(162)	(669)
Effets de périmètre	10.4	(150)	752
Autres éléments non récurrents	10.5	(147)	(1 252)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	10	2 645	2 735
Charges financières		(1 981)	(2 127)
Produits financiers		600	739
RÉSULTAT FINANCIER	11	(1 381)	(1 388)
Impôt sur les bénéfices	12	(704)	395
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		560	1 741
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		1 069	366
RÉSULTAT NET		1 629	2 108
Résultat net part du Groupe		1 033	1 320
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		(12)	1 047
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		1 045	273
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		595	788
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		572	695
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		24	93
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	13	0,37	0,49
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		(0,07)	0,38
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,44	0,11
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	13	0,37	0,49
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		(0,07)	0,38
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,43	0,11

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 629	1 033	595	2 108	1 320	788
Instruments de dette ⁽²⁾	17	29	29	-	(406)	(406)	-
Couverture d'investissement net	18	7	7	-	327	327	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	18	(175)	(184)	9	441	422	19
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	18	(18)	7	(26)	(136)	(126)	(11)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	12	48	43	5	(161)	(159)	(2)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		201	201	-	74	74	-
Écarts de conversion		22	(54)	77	(2 516)	(2 155)	(361)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		36	39	(3)	(121)	(68)	(53)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		150	88	62	(2 498)	(2 091)	(407)
Instruments de capitaux propres	17	42	42	-	3	3	-
Pertes et gains actuariels	21	(245)	(247)	1	96	93	2
Impôts différés sur éléments ci-dessus	12	58	58	-	(97)	(92)	(4)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(43)	(45)	2	32	32	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(3)	(1)	(2)	5	3	2
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		(192)	(193)	2	39	39	-
RÉSULTAT GLOBAL		1 586	928	659	(351)	(732)	381

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Les données comparatives au 31 décembre 2017 des instruments de dette intègrent les variations des titres disponibles à la vente au sens de la norme IAS 39.

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 LA SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2017 ⁽¹⁾
Actifs non courants				
Goodwills	14	17 809	17 285	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	15	6 718	6 504	6 640
Immobilisations corporelles nettes	16	48 917	51 061	57 775
Autres actifs financiers	17	6 193	5 586	5 243
Instruments financiers dérivés	17	2 693	2 949	3 603
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	7 846	7 606	6 815
Autres actifs non courants	27	474	566	430
Impôts différés actif	12	1 066	854	1 297
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		91 716	92 412	99 175
Actifs courants				
Autres actifs financiers	17	2 290	2 010	1 746
Instruments financiers dérivés	17	10 679	7 378	9 047
Créances commerciales et autres débiteurs	8	15 613	13 127	14 160
Actifs de contrats	8	7 411	6 930	6 529
Stocks	27	4 158	4 161	3 663
Autres actifs courants	27	9 337	8 508	10 697
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	8 700	8 929	9 810
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	3 798	6 687	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS		61 986	57 729	59 157
TOTAL ACTIF		153 702	150 141	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	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	1 ^{er} janv. 2017 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		35 551	36 283	39 253
Participations ne donnant pas le contrôle	3	5 391	5 840	5 784
TOTAL CAPITAUX PROPRES	19	40 941	42 122	45 037
Passifs non courants				
Provisions	20	19 194	18 434	19 466
Emprunts à long terme	17	26 434	25 292	24 405
Instruments financiers dérivés	17	2 785	2 980	3 410
Autres passifs financiers	17	46	32	200
Passifs de contrats	8	36	258	265
Autres passifs non courants	27	960	1 007	1 180
Impôts différés passif	12	5 415	5 215	6 782
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		54 869	53 218	55 709
Passifs courants				
Provisions	20	2 620	3 281	2 693
Emprunts à court terme	17	5 745	8 175	12 544
Instruments financiers dérivés	17	11 510	8 720	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	17	19 759	16 404	17 042
Passifs de contrats	8	3 598	3 317	2 545
Autres passifs courants	27	12 529	11 531	13 233
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	2 130	3 371	300
TOTAL PASSIFS COURANTS		57 891	54 800	57 586
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		153 702	150 141	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 consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	2 435	32 506	1 967	3 273	(1 137)	1 296	(761)	39 578	5 870	45 447
Impact IFRS 9 & 15 (cf. Note 2)		-	-	(20)	-	(305)	-	-	(325)	(86)	(411)
CAPITAUX PROPRES AU 1^{er} JANVIER 2017⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	1 947	3 273	(1 442)	1 296	(761)	39 253	5 784	45 037
Résultat net				1 320					1 320	788	2 108
Autres éléments du résultat global				39		257	(2 349)		(2 052)	(407)	(2 459)
RÉSULTAT GLOBAL				1 359	-	257	(2 349)	-	(732)	381	(351)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37	-	37
Dividendes distribués en numéraire				(2 049)					(2 049)	(680)	(2 729)
Achat/vente d'actions propres				(19)				(122)	(140)	-	(140)
Coupons des titres super-subordonnés				-	(144)				(144)	-	(144)
Transactions entre actionnaires				60					60	131	191
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle				(3)					(3)	(1)	(4)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(1)					(1)	-	(1)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle				-					-	226	226
Autres variations				2					2	(3)	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2017⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	1 333	3 129	(1 184)	(1 053)	(883)	36 282	5 840	42 122

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 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.

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 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				1 033	-	-	-	-	1 033	595	1 629
Autres éléments du résultat global				(193)	-	165	(78)	-	(106)	63	(42)
RÉSULTAT GLOBAL				840	-	165	(78)	-	928	659	1 586
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions		6	60	80					146	1	146
Annulation des titres d'autocontrôle		(6)	-	(75)				81	-		-
Dividendes distribués en numéraire				(1 739)					(1 739)	(882)	(2 621)
Achat/vente d'actions propres				(236)	-	-	-	342	105		105
Emission de titres super-subordonnés à durée indéterminée ⁽¹⁾				(11)	1 000				989	-	989
Reclassement en dette et remboursement de titres super-subordonnés ⁽¹⁾				(24)	(949)				(973)		(973)
Coupons des titres super-subordonnés				(123)	-				(123)		(123)
Transactions entre actionnaires				(34)					(34)	10	(24)
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle ⁽³⁾										(229)	(229)
Augmentations et réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	(6)	(6)
Autres variations				(29)	-	-			(29)	(2)	(31)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2018	2 435 285 011	2 435	32 565	(590)	3 750	(1 019)	(1 130)	(460)	35 551	5 391	40 941

(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 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés».

(2) Les données comparatives au 1^{er} janvier 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) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. Note 5.1.2.) et le changement de méthode de consolidation d'Hazelwood (cf. Note 3.1).

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

ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		1 629	2 108
- Résultat net des activités non poursuivies		1 069	366
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		560	1 741
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(361)	(422)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		572	466
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 077	6 217
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		198	(858)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		223	(29)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		105	43
- Charge d'impôt		704	(395)
- Résultat financier		1 387	1 387
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		8 464	8 150
+ Impôt décaissé		(757)	(905)
Variation du besoin en fonds de roulement	26.1	149	1 613
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		7 857	8 858
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		17	476
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		7 873	9 335
Investissements corporels et incorporels	5.5	(6 202)	(5 778)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.5	(983)	(692)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.5	(338)	(1 311)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	5.5	(283)	(247)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		114	90
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		2 865	3 211
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		2	283
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		186	126
Intérêts reçus d'actifs financiers		26	75
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		52	171
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.5	(251)	(856)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(4 813)	(4 928)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		(1 282)	(242)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(6 095)	(5 171)
Dividendes payés ⁽²⁾		(2 659)	(2 871)
Recouvrement auprès de l'Etat français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		-	389
Remboursement de dettes financières		(5 328)	(7 738)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(289)	(197)
Intérêts financiers versés		(727)	(744)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		79	107
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(152)	(156)
Augmentation des dettes financières		4 724	6 356
Augmentation/diminution de capital		70	486
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		989	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle		104	(140)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.5	(18)	1
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		(3 207)	(4 506)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		1 279	(228)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(1 928)	(4 734)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(78)	(286)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		(1)	(11)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(229)	(867)
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	(16)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		8 929	9 813
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		8 700	8 929

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 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 123 millions d'euros au 31 décembre 2018 (144 millions d'euros au 31 décembre 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

Note 1	RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS...	41
Note 2	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE	47
Note 3	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2018	58
Note 4	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	65
Note 5	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE	73
Note 6	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE	78
Note 7	INFORMATION SECTORIELLE	82
Note 8	VENTES	87
Note 9	CHARGES OPÉRATIONNELLES	92
Note 10	DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE AU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	93
Note 11	RÉSULTAT FINANCIER	97
Note 12	IMPÔTS	99
Note 13	RÉSULTAT PAR ACTION	104
Note 14	GOODWILL	105
Note 15	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES	114
Note 16	IMMOBILISATIONS CORPORELLES	119
Note 17	INSTRUMENTS FINANCIERS	123
Note 18	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS	143
Note 19	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES	166
Note 20	PROVISIONS	170
Note 21	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME	178
Note 22	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT	187
Note 23	CONTRATS DE LOCATION SIMPLE	189
Note 24	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS	191
Note 25	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES	195
Note 26	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS	197
Note 27	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS	198
Note 28	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES	201
Note 29	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE	205
Note 30	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX	206

Note 31 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	207
---	-----

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

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

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

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

En date du 27 février 2019, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2018.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL COMPTABLE ET BASE D'ÉLABORATION DES ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2017 et 2018 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2018, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2018 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2017 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2018

- IFRS 9 – *Instruments financiers* ;

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.

Pour plus de détails sur les effets d'IFRS 9 sur les états financiers, il convient de se reporter aux Notes 2, 17 et 18.

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

(1) Référentiel disponible sur le site de la Commission européenne
<http://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/?uri=CELEX:02002R1606-20080410>

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.

Pour plus de détails sur les effets d'IFRS 15 sur les états financiers, il convient de se reporter aux Notes 2 et 18.

- 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⁾.

L'analyse des incidences de l'application des normes IFRS 9 et IFRS 15 figure dans les Notes précitées.

Les autres amendements, interprétations et améliorations n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2019 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».

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

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.). Leur recensement se poursuit désormais de manière à tenir à jour l'inventaire des contrats de location du Groupe sur une base continue. L'outil permettant d'appliquer IFRS 16 pour une volumétrie importante de contrats a été déployé dans l'ensemble des sociétés du Groupe.

Transition

Les travaux d'analyse des impacts liés à la transition sont en cours de finalisation sur base de la méthode rétrospective modifiée. Le Groupe a décidé d'appliquer certaines des options du nouveau texte pour la transition au 1^{er} janvier 2019. Le Groupe a notamment choisi d'intégrer dans l'inventaire les contrats se terminant dans les 12 mois suivant la date de transition, d'imputer sur les droits d'utilisation les provisions pour contrats déficitaires existantes au 31 décembre 2018, en lieu et place d'un test d'impairment, ainsi que d'appliquer la clause *de grand fathering*.

Les principaux engagements liés aux contrats de «location simple» sont présentés en Note 23.1 «Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur» (se reporter à la Note 22 pour les contrats de «location-financement»). En cohérence avec le montant de ces engagements hors bilan, l'effet de ces contrats sur la dette du Groupe à compter de 2019, en application d'IFRS 16, est attendu entre 2,1 et 2,3 milliards d'euros.

(1) Les améliorations de ce cycle concernant IFRS 1 et IAS 28 sont applicables en 2018.

- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative* ;
- Amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises*⁽¹⁾ ;
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime*⁽¹⁾ ;
- IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* ;
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017⁽¹⁾.

L'analyse des incidences de l'application de ces autres amendements, interprétations et améliorations, est en cours.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2019

- IFRS 17 – *Contrats d'assurance*⁽¹⁾ ;
- Amendements IFRS 3 – Regroupement d'entreprises : *définition d'une activité*⁽¹⁾ ;
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition de la matérialité*⁽¹⁾.

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

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

1.2.1 Convention du coût historique

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros et préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IFRS 9.

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

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

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

1.2.2.2 Regroupement d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

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

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.2.3.2 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.2.4 Utilisation d'estimations et du jugement

1.2.4.1 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.

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.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

Les estimations significatives réalisées par le Groupe pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (se reporter à la Note 5) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» (se reporter à la Note 8) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (se reporter à la Note 12) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* (se reporter à la Note 14), des immobilisations incorporelles (se reporter à la Note 15) et des immobilisations corporelles (se reporter à la Note 16) ;
- les instruments financiers (se reporter aux Notes 17 et 18) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter aux Notes 20 et 21).

1.2.4.2 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 (se reporter à la Note 3) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (se reporter à la Note 8) ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients (se reporter à la Note 8) ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (se reporter à la Note 18) ;
- la classification des accords qui contiennent des contrats de location (se reporter aux Notes 22 et 23).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2018» et dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Principes comptables

Afin d'améliorer la lisibilité des états financiers consolidés, les principes comptables sont désormais essentiellement présentés dans les notes auxquelles ils se rattachent sous forme d'encart.

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 31 décembre 2017 (pour le compte de résultat, l'état du résultat global et de flux de trésorerie) des activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 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*.

Les activités d'exploration-production (ENGIE E&P International) faisaient déjà l'objet d'une présentation en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du 31 décembre 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	Reclassements				31 déc. 2017 reclassé			
Actifs									
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</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)	7	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	
Passifs									
Provisions	21 768					(48)		21 720	
Fournisseurs et autres créanciers	16 432					(7)	(18)	16 408	
Passifs de contrats	-					2	3 276	3 278	
Autres passifs courants et non courants	15 765					22	(3 269)	25	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 20 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
<i>Brut</i>	578	(3)	575
<i>Juste valeur</i>	167	(9)	158
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	379	14	393
<i>Brut</i>	466	(2)	464
<i>Juste valeur</i>	(87)	16	(71)
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 783	3	1 786
<i>Brut</i>	1 741	-	1 741
<i>Juste valeur</i>	42	4	46
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	863	(6)	857
<i>Brut</i>	908	(2)	906
<i>Juste valeur</i>	(46)	(3)	(49)
Prêts et créances au coût amorti	3 861	(35)	3 826
<i>Brut</i>	4 084	(8)	4 076
<i>Juste valeur</i>	19	-	19
<i>Pertes de valeur</i>	(242)	(26)	(269)
Créances commerciales et autres débiteurs	13 247	(126)	13 122
<i>Brut</i>	14 221	-	14 221
<i>Pertes de valeur</i>	(973)	(126)	(1 099)
Actifs de contrats	6 946	(16)	6 930
<i>Brut</i>	6 950	(8)	6 943
<i>Pertes de valeur</i>	(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.

Sur ce deuxième point, 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 31 décembre 2017

2.1.2.1 Synthèse des principaux impacts

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité hors impacts IFRS 5 liés au GNL
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	64 280	-	(9 898)	54 381
Chiffre d'affaires sur autres contrats	749	-	5 805	6 555
CHIFFRE D'AFFAIRES	65 029	-	(4 093)	60 936
Achats	(36 740)	-	3 980	(32 760)
Autres charges et produits opérationnels	(9 636)	-	78	(9 558)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 273	(23)	(39)	5 211
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 819	(27)	(39)	2 752
RÉSULTAT FINANCIER	(1 296)	(100)	(11)	(1 407)
Impôt sur les bénéfices	425	37	11	473
RÉSULTAT NET	2 238	(92)	(38)	2 108

2.1.2.2 IFRS 9 – Instruments financiers : effets sur le compte de résultat au 31 décembre 2017

L'effet de la nouvelle norme IFRS 9 sur le résultat net du Groupe au 31 décembre 2017 s'établit à -92 millions d'euros (-129 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 31 décembre 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, qui totalisent 9 526 millions d'euros, 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 31 décembre 2017, le montant du retraitement est de -3 803 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 1 957 millions d'euros au 31 décembre 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 31 décembre 2017, ces ventes s'élevaient à 5 723 millions d'euros ;
- la nouvelle norme a pour effet de modifier, pour certains types d'activités (prestation d'exploitation et de maintenance de centrales de production d'énergie ou mise à disposition de capacités de production), le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires. Cependant, l'effet sur le résultat au 31 décembre 2017 est non significatif.

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

Le 13 juillet 2018, le Groupe a finalisé la cession à Total de ses activités amont de GNL (*cf. Note 5.1.4 «Cession 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 31 décembre 2017.

Les autres actifs en cours de cession au 31 décembre 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 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	64 280	-	(9 898)	(1 308)	53 073
Chiffre d'affaires sur autres contrats	749	-	5 805	(52)	6 503
CHIFFRE D'AFFAIRES	65 029	-	(4 093)	(1 360)	59 576
Achats	(36 740)	-	3 980	1 296	(31 465)
Charges de personnel	(10 082)	-	-	31	(10 051)
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 736)	(14)	(3)	(35)	(3 787)
Autres charges opérationnelles	(11 077)	-	61	37	(10 978)
Autres produits opérationnels	1 441	-	16	(2)	1 455
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	4 835	(13)	(39)	(33)	4 750
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	437	(10)	-	(6)	422
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 273	(23)	(39)	(39)	5 172
MiM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(307)	(32)	-	368	29
Pertes de valeur	(1 317)	18	-	1	(1 298)
Restructurations	(671)	-	-	2	(669)
Effets de périmètre	752	-	-	-	752
Autres éléments non récurrents	(911)	9	-	(350)	(1 252)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 819	(27)	(39)	(17)	2 735
RÉSULTAT FINANCIER	(1 296)	(100)	(11)	19	(1 388)
Impôt sur les bénéfices	425	37	11	(79)	395
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 948	(91)	(38)	(77)	1 741
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	290	(1)	-	77	366
RÉSULTAT NET	2 238	(92)	(38)	-	2 108
Résultat net part du Groupe	1 423	(80)	(23)	-	1 320
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	1 226	(80)	(23)	(77)	1 047
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	196	-	-	77	273
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	815	(11)	(16)	-	788
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	722	(11)	(16)	-	695
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	93	-	-	-	93
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	0,53	(0,03)	(0,01)	-	0,49
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>	0,45	(0,03)	(0,01)	(0,03)	0,38
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>	0,08	-	-	0,03	0,11
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	0,53	(0,03)	(0,01)	-	0,49
<i>Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	0,45	(0,03)	(0,01)	(0,03)	0,38
<i>Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	0,08	-	-	0,03	0,11

2.3.2 État du résultat global au 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017 publié	Impact IFRS 9	Impact IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
RÉSULTAT NET	2 238	(92)	(38)		2 108
Instruments de capitaux propres	(379)	(27)	-	-	(406)
Couverture d'investissement net	327	-	-	-	327
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	419	22	-	-	441
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(20)	14	-	(131)	(136)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(184)	(24)	-	47	(161)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	13	51	-	10	74
Ecart de conversion	(2 583)	21	27	19	(2 516)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	(177)	1	-	55	(121)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(2 583)	58	27	-	(2 498)
Instruments de capitaux propres	-	3	-	-	3
Pertes et gains actuariels	96	-	-	-	96
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(97)	(2)	-	2	(97)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	32	-	-	-	32
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	7	-	-	(2)	5
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	38	1	-	-	39
RÉSULTAT GLOBAL	(307)	(32)	(11)	-	(351)
<i>Dont part du groupe</i>	(701)	(22)	(7)	-	(732)
<i>Dont part des participations ne donnant pas le contrôle</i>	394	(9)	(4)	-	381

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

En millions d'euros	1 ^{er} jan. 2017 publié	Classements IFRS 9 & IFRS 15	1 ^{er} jan. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	1 ^{er} 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	(218)	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 31 décembre 2017

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
RÉSULTAT NET	2 238	(92)	(38)	-	2 108
- Résultat net des activités non poursuivies	290	(1)	-	77	366
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	1 948	(91)	(38)	(77)	1 741
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(437)	10	-	6	(422)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	466	-	-	-	466
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	6 203	(19)	(2)	35	6 217
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 096)	(111)	-	350	(858)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	307	32	-	(368)	(29)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	44	-	-	-	43
- Charge d'impôt	(425)	(37)	(11)	79	(395)
- Résultat financier	1 296	99	11	(19)	1 387
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 305	(117)	(41)	5	8 150
+ Impôt décaissé	(894)	-	-	(11)	(905)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 251	121	63	177	1 613
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	8 662	4	22	171	8 858
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	647	-	-	(171)	476
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	9 309	4	22	-	9 335
Investissements corporels et incorporels	(5 779)	-	(3)	5	(5 778)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(690)	(2)	-	1	(692)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(1 446)	-	-	135	(1 311)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(258)	10	-	-	(247)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	90	-	-	-	90
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	3 203	8	-	-	3 211
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	283	-	-	-	283
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	538	-	-	(412)	126
Intérêts reçus d'actifs financiers	83	2	(11)	1	75
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	170	-	-	-	171
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(838)	(10)	(8)	-	(856)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(4 645)	9	(22)	(270)	(4 928)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	(512)	-	-	270	(242)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 157)	9	(22)	-	(5 171)
Dividendes payés	(2 871)	-	-	-	(2 871)
Recouvrement auprès de l'Etat français de la contribution de 3% sur les revenus distribués	389	-	-	-	389
Remboursement de dettes financières	(7 738)	-	-	-	(7 738)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(181)	(16)	-	-	(197)
Intérêts financiers versés	(745)	-	-	1	(744)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	100	7	-	-	107
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(156)	-	-	-	(156)
Augmentation des dettes financières	6 356	-	-	-	6 356
Augmentation/diminution de capital	224	-	-	262	486
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(140)	-	-	-	(140)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	1	-	-	-	1
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	(4 761)	(9)	-	263	(4 506)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	36	-	-	(263)	(228)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(4 725)	(9)	-	-	(4 734)
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(294)	7	-	-	(286)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	(10)	-	-	(1)	(11)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(877)	11	-	(1)	(867)
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	(16)	-	-	-	(16)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	9 825	(13)	-	-	9 813
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	8 931	(2)	-	-	8 929

2.3.6 Impacts sur certains indicateurs clés

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
EBITDA	9 316	(25)	(39)	(54)	9 199
RÉSULTAT NET RECURRENT	3 550	(120)	(38)	-	3 392
Résultat net récurrent des activités poursuivies	3 135	(127)	(38)	10	2 979
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	415	8	-	(10)	413
RÉSULTAT NET RECURRENT PART DU GROUPE	2 662	(122)	(23)	-	2 518
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2 372	(127)	(23)	11	2 233
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	291	5	-	(11)	285
RÉSULTAT NET RECURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	887	2	(16)	-	874
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	762	-	(16)	-	746
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	125	3	-	-	128
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	8 311	6	11	181	8 509

NOTE 3 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2018

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur a le pouvoir de décision sur les activités clés de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influencer sur ces rendements.

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2018

En application du règlement N° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres...), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (*cf. Note 17.1.1.1*) en tant que « Instruments de capitaux propres à la juste valeur ».

La liste des principales filiales consolidées, présentée ci-après, a quant à elle été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA, résultat net et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 4 « Participations dans les entreprises mises en équivalence ».

Le sigle IG désigne la méthode de l'intégration globale.

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

Amérique du nord

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité/Gaz naturel/GNL/Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Distrigas of Massachusetts	Terminaux méthaniers	États-Unis	-	100,0	-	IG
ENGIE Gas & LNG LLC	Gaz naturel/GNL	États-Unis	-	100,0	-	IG
ENGIE Infinity Renewables ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	-	IG	-
SoCore Energy LLC ⁽²⁾	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	-	IG	-
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Engie Insight Service	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG

(1) Acquisition le 20 février 2018.

(2) Acquisition le 16 avril 2018.

Amérique latine

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8	IG	IG
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8	IG	IG
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7	IG	IG

Afrique/Asie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe Glow ⁽¹⁾	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	69,1	69,1	IG	IG
Hazelwood Power Partnership ⁽²⁾	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0	Opération conjointe	IG
Groupe Loy Yang B ⁽³⁾	Production d'électricité	Australie	-	70,0	-	IG
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0	IG	IG

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

(2) Changement de méthode de consolidation en 2018 consécutive à la mise en place d'une nouvelle gouvernance dans le cadre de la gestion du démantèlement du site.

(3) La centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B a été cédée le 15 janvier 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

Benelux

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Electrabel SA (*)	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. (*)	Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG

France

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
ENGIE SA (*)	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA (*)	Services à l'énergie/Réseaux	France	100,0	100,0	IG	IG
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	64,4	IG	IG

Europe hors France et Benelux

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Italia S.p.A (*)	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0	IG	IG
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Retail Investment UK Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Keepmoat Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG

Infrastructures Europe

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France	74,6	74,8	IG	IG
Elengy	Terminaux méthaniers	France	74,6	74,8	IG	IG
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	54,1	54,2	IG	IG
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
Storengy SA	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG

GEM (2018) / GEM & GNL (2017)⁽¹⁾

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Electrabel SA (*)	Energy management trading	France/ Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France/ Belgique/ Singapour	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management (*)	Energy management trading	France/ Belgique/ Italie/ Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE SA (*)	Energy management trading/Ventes d'énergie/GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

(1) La cession des activités amont de GNL a été finalisée le 13 juillet 2018. Par conséquent le secteur reportable «GEM & GNL» a été renommé «GEM» et comprend dorénavant uniquement les activités de la BU GEM.

E&P⁽¹⁾

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P International	Holding - société mère	France	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P Nederland B.V.	Exploration-production	Pays-Bas	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P Deutschland GmbH	Exploration-production	Allemagne	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P Norge AS	Exploration-production	Norvège	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P UK Ltd.	Exploration-production	Royaume-Uni	-	70,0	-	IG

(1) La cession d'ENGIE E&P International a été finalisée le 15 février 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
ENGIE SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA (*)	Holding/Production d'électricité	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA (*)	Holding	France	100,0	100,0	IG	IG
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE CC	Filiales financières/Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. (*)	Production d'électricité	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland AG (*)	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	57,0	57,0	IG	IG
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG

3.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin de déterminer s'il a le contrôle sur une entité :

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité ;
- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Entités dans lesquelles le Groupe détient la majorité des droits de vote

GRTgaz (secteur Infrastructures Europe) : 74,6%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 24,8% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3^{ème} Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

Entités dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote

Dans les entités où le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote, le jugement est exercé notamment au regard des éléments suivants pour apprécier l'existence d'un contrôle de fait :

- dispersion de l'actionnariat : nombre de droits de vote détenus par le Groupe par rapport au nombre de droits détenus respectivement par les autres détenteurs et à leur dispersion ;
- historique des votes en Assemblée Générale : les pourcentages de droits de votes exprimés par le Groupe en Assemblée Générale au cours des dernières années ;
- gouvernance : représentation au sein de l'organe de gouvernance prenant les décisions stratégiques et opérationnelles portant sur les activités pertinentes ;
- règles de nomination du management clé ;
- relations contractuelles et transactions significatives.

Les principales entités consolidées en intégration globale dans lesquelles le Groupe ne détient pas la majorité des droits de vote sont la Compagnie Nationale du Rhône (49,98%) et Gaztransport & Technigaz (40,4%).

La Compagnie Nationale du Rhône («CNR» - secteur France) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98% et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, étant dispersé auprès d'environ 200 collectivités locales. Compte tenu des dispositions actuelles de la loi «Murcef» selon lesquelles la CNR doit rester majoritairement publique, le Groupe ne peut disposer de plus de 50% du capital de la CNR. Le Groupe considère toutefois qu'il exerce un contrôle de fait car il dispose de la majorité des droits de vote exprimés aux Assemblées Générales compte tenu de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert entre les actionnaires minoritaires.

Gaztransport & Technigaz («GTT» - secteur Autres) : 40,4%

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4% ; le flottant représentant environ 49% du capital. ENGIE dispose de la majorité des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales en raison de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat. Le Groupe détient également la majorité des sièges au Conseil d'Administration. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT.

3.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
<i>En millions d'euros</i>									
Groupe GRTgaz (Infrastructures Europe, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,2	99	99	1 133	981	158	97
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	49	45	913	842	25	27
Groupe Glow (Afrique/Asie, Thaïlande) ⁽²⁾	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	96	87	512	465	75	87
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	170	174	473	563	206	154
Groupe ENGIE Romania (Europe hors France & Benelux, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergies	49,0	49,0	43	36	512	491	18	12
Groupe ENGIE E&P International (E&P, France et autres pays) ⁽³⁾	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	NA	30,0	24	93	NA	363	38	-
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) ⁽¹⁾	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	34	45	376	337	11	17
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) ⁽¹⁾	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	63	47	339	335	59	59
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				18	162	1 131	1 464	294	227
TOTAL				595	788	5 391	5 840	882	680

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

(2) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

(3) La cession du groupe ENGIE E&P International a été finalisée le 15 février 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

3.3.1 Informations financières résumées sur les filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Les informations financières résumées de ces filiales sont indiquées dans le tableau ci-après sur une base à 100%. Ces informations sont des données avant éliminations intra-groupe.

En millions d'euros	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe Glow ⁽¹⁾		Groupe ENGIE Brasil Energia	
	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 298	2 266	1 028	895	1 354	1 287	2 017	1 935
Résultat net	389	461	94	85	262	225	544	555
Résultat net part du Groupe	283	342	45	40	165	138	374	381
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(13)	(4)	49	(122)	41	(51)	(119)	(178)
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	270	339	94	(82)	206	87	255	203
État de situation financière								
Actifs courants	918	777	364	343	3 278	584	1 045	998
Actifs non courants	10 404	10 481	2 700	2 562	(257)	2 330	4 232	3 895
Passifs courants	(921)	(885)	(271)	(303)	(950)	(359)	(907)	(1 460)
Passifs non courants	(6 198)	(5 910)	(910)	(871)	(835)	(1 363)	(2 983)	(1 759)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	4 204	4 462	1 882	1 732	1 237	1 191	1 388	1 673
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	1 133	1 196	913	842	512	465	473	563
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	1 213	1 074	249	190	421	487	875	797
Flux issus des activités d'investissement	(493)	(915)	(248)	(428)	(132)	(142)	(851)	(1 551)
Flux issus des activités de financement	(740)	(149)	(15)	55	(534)	(316)	89	770
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE⁽²⁾	(20)	10	(14)	(183)	(245)	29	113	16

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

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

En millions d'euros	Groupe ENGIE Romania		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz	
	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	1 231	1 051	427	502	246	237
Résultat net	87	74	88	117	106	78
Résultat net part du Groupe	44	38	55	72	43	32
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(3)	(13)	27	(66)	-	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	41	25	81	6	43	32
État de situation financière						
Actifs courants	626	517	255	224	319	232
Actifs non courants	787	769	1 728	1 678	491	530
Passifs courants	(312)	(240)	(174)	(259)	(166)	(122)
Passifs non courants	(64)	(57)	(824)	(764)	(74)	(79)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	1 037	989	985	879	570	562
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	512	491	376	337	339	335
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	109	120	195	323	168	116
Flux issus des activités d'investissement	(58)	(38)	(19)	(73)	(9)	(6)
Flux issus des activités de financement	(54)	(67)	(144)	(242)	(94)	(95)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE⁽¹⁾	(3)	15	33	8	66	14

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

NOTE 4 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

Principes comptables

Le Groupe comptabilise les participations dans des entreprises associées (entités dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable) et les coentreprises selon la méthode de la mise en équivalence. Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une coentreprise est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur l'actif net de celle-ci.

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 590	5 118
Participations dans les coentreprises	3 256	2 488
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	7 846	7 606
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	88	263
Quote-part du résultat net des coentreprises	273	159
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	361	422
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	132	113
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	26	(7)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	158	106

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Jugements significatifs

Le Groupe examine principalement les éléments et critères suivants afin d'apprécier l'existence d'un contrôle conjoint ou d'une influence notable sur une entité :

- la gouvernance : représentation du Groupe aux organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires, en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité :
Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des décisions porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) restantes ;
- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité :
Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

Le Groupe a notamment exercé son jugement concernant les entités et sous-groupes suivants :

Sociétés projets au Moyen-Orient

Le jugement significatif exercé dans le cadre de l'analyse de la méthode de consolidation de ces entités de projets porte sur les risques et avantages liés aux contrats entre ENGIE et l'entité, ainsi que sur l'appréciation des activités pertinentes restant à la main de l'entité après sa création. Le Groupe estime qu'il exerce une influence notable ou un contrôle conjoint étant donné que, pendant la durée du projet, les décisions relatives aux activités pertinentes telles que le refinancement, le renouvellement ou la modification des contrats importants (vente, achat, prestation exploitation, maintenance) sont soumis, selon le cas, à l'accord unanime de deux ou plusieurs partenaires.

Groupe SUEZ (32,06%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus SUEZ et exerce une influence notable, en particulier pour les raisons suivantes : (i) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, (ii) en Assemblée Générale, bien que l'actionnariat de SUEZ soit dispersé et qu'ENGIE dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre qu'ENGIE n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2018 et (iii) les accords opérationnels de transition (essentiellement constitués par un accord cadre relatif aux achats et à l'informatique) ont été conclus à des conditions normales de marché.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

ENGIE détient 60% de la centrale électrique Tihama (cogénération) située en Arabie Saoudite, et son partenaire Saudi Oger en détient 40%. Le Groupe estime qu'il exerce un contrôle conjoint sur Tihama dans la mesure où les décisions sur les activités pertinentes, qui comprennent notamment la préparation du budget, la modification des contrats importants, etc., sont prises à l'unanimité par les deux partenaires.

Contrôle conjoint – distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2018.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste d'entreprises associées jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des entreprises associées», «Participations

dans les entreprises associées», total bilan des entreprises associées exprimé en quote-part du Groupe, entités associées portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
<i>En millions d'euros</i>												
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,06	31,96	1 968	2 083	55	100	21	99	130	119
Energia Sustentável do Brasil (Amérique latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	646	784	(57)	(23)	-	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (Afrique/Asie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) ⁽¹⁾	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				1 004	868	97	157	96	(16)	97	96
GASAG (Europe hors France & Benelux, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	261	247	18	14	1	4	4	2
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					710	1 136	(25)	14	14	26	104	60
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					4 590	5 118	88	263	132	113	334	278

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 28 020 MW (à 100%) comprenant également 1 507 MW (à 100%) de capacités en cours de construction. Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans. Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IAS 17, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -155 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre -43 millions d'euros en 2017) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 6.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de l'entreprise associée à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE», les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2018											
Groupe SUEZ ⁽¹⁾	17 331	335	(103)	232	10 872	22 681	11 664	12 896	8 993	32,06	1 968
Energia Sustentável do Brasil	564	(142)	-	(142)	199	4 388	544	2 428	1 615	40,00	646
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 254	467	406	873	2 572	21 401	3 775	16 263	3 934		1 004
GASAG	1 196	56	3	59	798	1 733	1 508	196	827	31,57	261
AU 31 DÉCEMBRE 2017											
Groupe SUEZ ⁽¹⁾	15 783	296	(195)	101	10 314	22 517	10 920	12 889	9 022	31,96	2 083
Energia Sustentável do Brasil	789	(58)	(1)	(58)	269	4 976	591	2 695	1 960	40,00	784
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 147	633	87	720	2 512	20 958	3 979	16 219	3 272		868
GASAG	1 106	46	12	58	780	1 676	1 500	173	782	31,58	247

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 6 392 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 139 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence provient principalement de la non prise en compte de la quote part des titres super-subordonnés émis par SUEZ dans les capitaux du Groupe attribuables à ENGIE, partiellement compensée par l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2018, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 297 millions d'euros.

4.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2018.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
Sociétés projets au Moyen-Orient	-	237	(3)	33	69	4	-
Contassur ⁽¹⁾	-	-	-	167	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	126	-	-	-	76	10	-
Autres	29	4	8	17	182	2	1
AU 31 DÉCEMBRE 2018	154	241	4	217	329	16	1

(1) Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité. Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 168 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 159 millions d'euros au 31 décembre 2017.

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

Le Groupe a utilisé les critères quantitatifs et qualitatifs suivants pour établir sa liste des coentreprises jugées significatives : contribution aux agrégats Groupe «Quote-part du résultat net des coentreprises», «Participations dans les coentreprises», total bilan des coentreprises exprimé en quote-part du Groupe, coentreprises portant des projets majeurs en phase d'étude ou de construction et dont les engagements d'investissements sont significatifs.

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
<i>En millions d'euros</i>												
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Afrique/Asie, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	710	656	40	13	-	-	39	-
EcoEléctrica (Amérique du nord, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	416	470	34	44	-	-	104	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Europe hors France & Benelux, Portugal)	Production d'électricité	2 895 MW	50,00	50,00	325	329	44	40	1	3	49	135
WSW Energie und Wasser AG (Europe hors France & Benelux, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	229 MW	33,10	33,10	204	192	11	7	-	-	3	3
Tihama Power Generation Co (Afrique/Asie, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	163	122	34	2	1	1	-	-
Ohio State Energy Partners (Amérique du nord)	Services à l'énergie		50,00	50,00	129	117	5	3	5	(2)	4	1
Megal GmbH (Infrastructures Europe, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	91	98	6	4	-	-	13	12
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	85	66	7	1	-	-	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					1 134	438	92	44	18	(9)	31	36
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					3 256	2 488	273	159	26	(7)	244	188

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 6 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 18 millions d'euros en 2017). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 6.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

4.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» de l'état de situation financière, les agrégats sont présentés sur une base à 100%.

Informations sur le compte de résultat et les autres éléments du résultat global

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier ⁽¹⁾	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2018							
National Central Cooling Company «Tabreed»	335	(34)	(37)	-	100	-	100
EcoEléctrica	280	(63)	2	(3)	68	-	68
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	749	(65)	(31)	(37)	106	3	109
WSW Energie und Wasser AG	856	(11)	(3)	(19)	35	-	35
Tihama Power Generation Co	111	(5)	(24)	(8)	56	1	57
Ohio State Energy Partners	52	-	(33)	-	10	11	21
Megal GmbH	124	(63)	(4)	2	12	-	12
Transmisora Eléctrica del Norte	75	-	(33)	(5)	14	16	30
AU 31 DÉCEMBRE 2017							
National Central Cooling Company «Tabreed» ⁽²⁾	121	(12)	(15)	-	34	-	34
EcoEléctrica	301	(72)	(2)	(4)	89	-	89
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	760	(66)	(36)	(20)	100	12	112
WSW Energie und Wasser AG	879	(13)	(5)	(16)	21	1	23
Tihama Power Generation Co	120	(5)	(26)	(5)	3	2	4
Ohio State Energy Partners	27	-	(16)	-	6	(5)	1
Megal GmbH	115	(59)	(4)	2	9	-	9
Transmisora Eléctrica del Norte	7	-	4	(1)	3	(8)	(5)

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

(2) Ces éléments correspondent au montant à 100% à compter de la date acquisition par le Groupe ENGIE (16 août 2017)

Informations sur l'état de situation financière

En millions d'euros	Trésorerie et équivalents de trésorerie	Autres actifs courants	Actifs non courants	Dettes financières courantes	Autres passifs courants	Dettes financières non courantes	Autres passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2018										
National Central Cooling Company «Tabreed»	65	124	2 574	-	173	816	-	1 775	40,00	710
EcoEléctrica	24	107	755	3	27	-	23	833	50,00	416
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ⁽¹⁾	231	568	1 305	287	178	763	115	761	50,00	325
WSW Energie und Wasser AG ⁽²⁾	12	148	778	55	84	101	103	596	33,10	204
Tihama Power Generation Co	129	140	488	61	40	370	15	271	60,00	163
Ohio State Energy Partner	16	8	1 039	(6)	7	804	-	257	50,00	129
Megal GmbH	-	13	752	10	55	446	70	185	49,00	91
Transmisora Eléctrica del Norte	66	30	773	75	3	621	-	170	50,00	85
AU 31 DÉCEMBRE 2017										
National Central Cooling Company «Tabreed»	101	108	2 351	-	160	760	-	1 641	40,00	656
EcoEléctrica	97	112	773	3	16	-	23	940	50,00	470
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	245	741	1 275	315	168	886	130	762	50,00	329
WSW Energie und Wasser AG	13	117	769	40	98	105	97	560	33,10	192
Tihama Power Generation Co	77	20	626	50	52	404	14	204	60,00	122
Ohio State Energy Partner	25	-	931	717	1	6	-	234	50,00	117
Megal GmbH	5	6	765	4	50	446	77	200	49,00	98
Transmisora Eléctrica del Norte	21	103	849	2	5	836	-	131	50,00	66

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 649 millions d'euros. La quote-part de ces 649 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 325 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 586 millions d'euros. La quote-part de ces 586 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 193 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 11 millions d'euros au titre d'une participation non contrôlante détenue en direct par ENGIE dans une filiale de ce sous-groupe (et par conséquent non incluse dans les 586 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

4.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2018.

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoElectrica	-	123	-	-	-	23	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	-	128	-	-
WSW Energie und Wasser AG	1	43	-	6	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	5	-
Futures Energies Investissements Holding	2	17	4	-	157	-	-
Autres	36	21	6	10	116	3	8
AU 31 DÉCEMBRE 2018	104	205	10	17	400	32	8

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 Quote-part non comptabilisée des pertes des entreprises associées et des coentreprises

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 171 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 218 millions d'euros au 31 décembre 2017). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2018 s'élève à 18 millions d'euros.

Ces pertes non comptabilisées correspondent notamment (i) à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodities («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées en Asie Pacifique dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et (ii) à des pertes cumulées relatives à la coentreprise Tirreno Power.

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

Au 31 décembre 2018, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent les deux sociétés et groupes de sociétés suivants :

- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 341 millions de reals brésiliens (975 millions d'euros).

Au 31 décembre 2018, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 10 852 millions de reals brésiliens (2 439 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;

- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 1 035 millions d'euros.

Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :

- des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 147 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
- des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 237 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société

(usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,

- des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 261 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 390 millions d'euros.

NOTE 5 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

Principes comptables

Conformément à la norme IFRS 5 - *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*, les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

Par ailleurs, lorsque les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5, ils sont présentés en tant qu'activités non poursuivies.

5.1 Cessions réalisées au cours de l'année 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 de 2018 sur l'endettement net du Groupe, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO⁽¹⁾, sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net
Centrale à base de charbon de Loy Yang B – Australie	471	330
Activités d'exploration-production	921	1 913
Activités de distribution de gaz – Hongrie	147	198
Activités dans le gaz naturel liquéfié (GNL)	1 202	1 144
Autres opérations de cession individuellement non significatives	285	353
Classement des activités de Glow en «Actifs destinés à être cédés» - Thaïlande	-	723
Classement d'une partie des activités de Langa en «Actifs destinés à être cédés» - France	-	270
TOTAL	3 026	4 931

A cet effet de réduction de l'endettement net de 4 931 millions d'euros au 31 décembre 2018 s'ajoutent les effets de réduction de l'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 13 907 millions d'euros à date. Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2018 sont présentées dans la Note 5.2.

5.1.1 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.

(1) *Develop Build Share and Operate.*

Cette transaction se traduit 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 prix 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).

5.1.2 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 ENGIE E&P International (EPI). Le Groupe a reçu un paiement de 921 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 depuis le 1^{er} janvier 2018 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 1 913 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts, comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies (cf. Note 5.2.3) s'établit à 65 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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

5.1.3 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.

5.1.4 Cession des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL)

Le 13 juillet 2018, le Groupe a finalisé la cession à Total de ses activités amont de GNL : liquéfaction, transport maritime, y compris la filiale Gazocéan, et négoce international de gros de GNL.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités amont de GNL depuis le 1^{er} janvier 2018 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 1 144 millions d'euros, hors prise en compte de paiements conditionnels à percevoir ultérieurement. Le résultat de cession avant impôts, comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies (cf. Note 5.2.3) s'établit à 1 193 millions d'euros au 31 décembre 2018.

5.2 Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies

Au 31 décembre 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'élevaient respectivement à 3 798 et 2 130 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	2 661	5 307
Autres actifs	1 137	1 380
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	3 798	6 687
<i>dont Actifs des activités non poursuivies</i>	-	5 471
Dettes financières	1 019	418
Autres passifs	1 111	2 953
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	2 130	3 371
<i>dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies</i>	-	2 705

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 de l'exercice 2018 (cf. Note 5.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2018»).

Au 31 décembre 2018, ces actifs et passifs se rapportent aux activités de Glow en Thaïlande, aux parcs solaires en exploitation de la société Langa en France, et à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique.

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

Le 20 juin 2018, 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 (segment Afrique/Asie), date à laquelle le Groupe a procédé à son classement en «Actifs destinés à être cédés». Le montant de la transaction est évalué à 2,5 milliards d'euros et devrait avoir un impact total de 3,2 milliards d'euros sur la dette nette consolidée d'ENGIE.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 723 millions d'euros au 31 décembre 2018. Compte tenu de la plus-value de cession attendue, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé au 31 décembre 2018. La contribution de Glow au résultat net part du Groupe s'est élevée à 165 millions d'euros sur l'année 2018 et à 138 millions d'euros sur l'année 2017.

La finalisation de la transaction est attendue au 1^{er} semestre 2019. Le résultat de cession attendu est de l'ordre de 1,5 milliard d'euros.

5.2.2 Projet de cession d'actifs de la société Langa

Le 21 décembre 2018, le Groupe a signé un accord avec Predica pour la cession de parcs solaires en exploitation et en cours de construction détenus par Langa (segment France) à FEIH2 (*joint venture* détenue à 80% par Predica et 20% par le Groupe ENGIE).

Au 31 décembre 2018, le Groupe a considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et a donc procédé à leur 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 31 décembre 2018.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 270 millions d'euros au 31 décembre 2018. La contribution de ces actifs au résultat net part du Groupe a été marginale en 2018.

La finalisation de la transaction est attendue au 4^{ème} trimestre 2019.

5.2.3 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

<i>En millions d'euros</i>	31 déc 2018	31 déc 2017
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	2 163	5 021
Chiffre d'affaires sur autres contrats	65	52
CHIFFRE D'AFFAIRES	2 229	5 073
Achats	(2 102)	(3 326)
Charges de personnel	(35)	(237)
Amortissements, dépréciations et provisions	(18)	(86)
Autres charges opérationnelles	(44)	(322)
Autres produits opérationnels	(5)	16
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	25	1 119
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	2	11
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	27	1 130
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(221)	(381)
Pertes de valeur	(1)	(138)
Restructurations	-	(3)
Effets de périmètre	1 258	(15)
Autres éléments non récurrents	(2)	369
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	1 062	961
Charges financières	(20)	(88)
Produits financiers	7	27
RÉSULTAT FINANCIER	(14)	(61)
Impôt sur les bénéfices	21	(533)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	1 069	366
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	1 045	273
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	24	93

Le résultat des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. Note 5.1.4), ainsi qu'à celles d'exploration-production, y compris résultat de cession (cf. Note 5.1.2).

Le chiffre d'affaires réalisé par les activités non poursuivies (GNL et EPI) auprès de sociétés du Groupe ENGIE s'établit à 880 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 1 959 millions d'euros au 31 décembre 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 de celles d'EPI (à compter du 11 mai 2017). Au 31 décembre 2018, l'économie ainsi générée en matière de dotations aux amortissements s'élève à 36 millions d'euros avant impôt (essentiellement chez EPI).

Par ailleurs, le résultat net des activités non poursuivies inclut à hauteur de 22 millions d'euros les coûts spécifiquement encourus dans le cadre de la transaction GNL.

Résultat global des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2017	31 déc. 2017 Quote part du Groupe	31 déc. 2017 Quote part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	1 069	1 045	24	366	273	93
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	80	52	28	246	211	34
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(43)	(33)	(10)	(88)	(76)	(12)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	46	46	-	(10)	(10)	-
Ecart de conversion	(43)	(23)	(19)	(268)	(193)	(75)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	37	39	(3)	(121)	(68)	(53)
Pertes et gains actuariels	(2)	-	(2)	(2)	(2)	(1)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1)	(1)	-	7	5	3
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(3)	(2)	(2)	5	3	2
RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	1 102	1 083	19	250	208	42

Le résultat global des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. Note 5.1.4) et à celles d'exploration-production (cf. Note 5.1.2).

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc 2018	31 déc 2017
RÉSULTAT NET	1 069	366
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	42	1 224
Impôt décaissé	(53)	(460)
Variation du besoin en fonds de roulement	28	(288)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	17	476
Investissements corporels et incorporels	(51)	(601)
Perte de contrôle sur les filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	(522)	-
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	-	412
Autres	(710)	(53)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(1 282)	(242)
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	1 284	(49)
Opérations avec ENGIE sur les emprunts	(7)	(223)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	1 278	(272)
Effet des variations de change et divers	3	(11)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	15	(49)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	15	65
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	-	15

Les flux de trésorerie des activités non poursuivies se rapportent aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (cf. Note 5.1.4) et à celles d'exploration-production (cf. Note 5.1.2).

5.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2018

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions ont également été réalisées au cours de l'exercice 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), en France avec les acquisitions du groupe Langa (producteur indépendant d'énergies renouvelables dans le solaire, l'éolien, le biogaz et la biomasse) et la prise de participation majoritaire dans Electro Power Systems (EPS, 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), ainsi que de Priora FM SA (entreprise de services aéroportuaires) en Suisse. Le 6 décembre 2018, le Groupe a également finalisé l'acquisition de l'entreprise CAM, Compañía Americana de Multiservicios, leader en Amérique latine des services d'installation, d'exploitation et d'entretien dans les secteurs de l'électricité et des télécommunications.

NOTE 6 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.

6.1 EBITDA

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 126	5 172
Dotations nettes aux amortissements et autres	3 882	3 966
Paielements fondés sur des actions (IFRS 2)	79	37
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	149	24
EBITDA	9 236	9 199

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.2 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 10 «Du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au résultat des activités opérationnelles» ;
- 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 : comptabilisation et évaluation*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- pour 2017, le recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués comptabilisé et l'impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes en 2017 (cf. Note 12.1.2) ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

La réconciliation entre le résultat net part du Groupe et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		1 033	1 320
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		1 045	273
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		(12)	1 047
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		572	695
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		560	1 741
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		2 481	2 437
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	10	223	(29)
<i>Pertes de valeur</i>	10	1 798	1 298
<i>Restructurations</i>	10	162	669
<i>Effets de périmètre</i>	10	150	(752)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	10	147	1 252
Autres éléments retraités		207	(1 198)
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	11.3	3	2
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	11.2	(7)	98
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	11.3	183	187
<i>Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres</i>	11.3	26	-
<i>Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués</i>		-	(408)
<i>Impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes</i>		-	(479)
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(147)	(622)
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		149	24
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		3 248	2 980
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		790	746
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		2 458	2 233
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe ⁽²⁾		(33)	285
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		2 425	2 518

- (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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 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 31 décembre 2018 s'explique principalement par le résultat de cession des activités amont de GNL et des activités d'exploration-production, par le MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel comptabilisé par les activités amont de GNL et divers coûts de cession.

6.3 Capitaux engagés industriels

La réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	55 635	57 566
(+) Goodwills	17 809	17 285
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power⁽²⁾</i>	(7 610)	(7 715)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 550	1 548
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 846	7 606
(-) <i>Goodwill International Power⁽²⁾</i>	(151)	(144)
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	15 613	13 127
(-) <i>Appels de marge^(2, 3)</i>	(1 669)	(1 110)
(+) Stocks	4 158	4 161
(+) Actifs de contrats	7 411	6 930
(+) Autres actifs courants et non courants	9 811	9 073
(+) Impôts différés	(4 349)	(4 361)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres⁽²⁾</i>	(247)	(236)
(-) Provisions	(21 813)	(21 715)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)⁽²⁾</i>	2 637	2 438
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 759)	(16 404)
(+) <i>Appels de marge^(2, 3)</i>	1 681	473
(-) Passifs de contrats	(3 634)	(3 575)
(-) Autres passifs courants et non courants	(13 507)	(12 579)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 412	52 370

(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.

6.4 Cash flow des opérations (CFFO)

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 464	8 150
Impôt décaissé	(757)	(905)
Variation du besoin en fonds de roulement	149	1 613
Intérêts reçus d'actifs financiers	26	75
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	52	171
Intérêts financiers versés	(727)	(744)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	79	107
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(289)	(197)
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres</i>	303	238
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	7 300	8 509

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Investissements corporels et incorporels	6 202	5 778
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	983	692
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	83	30
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	338	1 311
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	283	247
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	251	856
(+) Autres	11	3
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	18	(1)
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	222
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	8 169	9 137

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 17.3 «Endettement financier net».

6.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
ENDETTEMENT FINANCIER NET	17	21 102	22 520
Dette interne des activités non poursuivies	17	-	1 732
DETTE NETTE (hors dette interne des activités non poursuivies)		21 102	20 788
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples	23	2 087	3 463
(-) Activités non poursuivies		-	(1 132)
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	20	6 170	5 914
Provisions pour démantèlement des installations	20	6 081	5 728
Provisions pour reconstitution de sites	20	222	313
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	21	1 970	1 763
(-) Activités non poursuivies		-	(14)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		60	40
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	21	(167)	(158)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	21	4 293	4 278
(-) Activités non poursuivies		-	(34)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		(2 572)	(2 420)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	12	(1 374)	(1 318)
(-) Activités non poursuivies		-	11
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		601	578
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	17 & 27	(2 883)	(2 672)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE (hors dette interne des activités non poursuivies)		35 590	35 127

(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»).

NOTE 7 INFORMATION SECTORIELLE

7.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est désormais organisé en vingt-trois *Business Units* (BU) ou secteurs opérationnels, constitués pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays. Chacune de ces BU correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Ces secteurs opérationnels font l'objet de regroupements permettant au Groupe de présenter une information sectorielle organisée autour de neuf secteurs reportables suivants : Amérique du nord, Amérique latine, Afrique/Asie, Benelux, France, Europe hors France & Benelux, Infrastructures Europe, GEM, et Autres.

Les anciens secteurs opérationnels E&P et GNL sont cédés (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»). Par conséquent le secteur reportable «GEM & GNL» a été renommé «GEM» et comprend dorénavant uniquement les activités de la BU GEM.

7.1.1 Description des secteurs reportables

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

grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie.

- **Autres** : englobe les activités de (i) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), de (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié) ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, d'Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

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

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

7.2 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 5 «Principales variations de périmètre»). Par ailleurs 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»).

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du nord	3 383	62	3 445	2 964	51	3 015
Amérique latine	4 639	-	4 639	4 383	-	4 383
Afrique/Asie	4 014	1	4 016	3 939	-	3 940
Benelux	6 690	450	7 140	6 771	976	7 748
France	15 183	2	15 185	14 157	(86)	14 072
Europe hors France & Benelux	9 527	128	9 655	8 831	155	8 986
Infrastructures Europe	5 694	1 166	6 859	5 446	1 267	6 712
GEM	6 968	6 077	13 045	7 638	7 128	14 766
Autres	4 498	1 943	6 440	5 445	1 836	7 281
Élimination des transactions internes		(9 829)	(9 829)		(11 328)	(11 328)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	60 596	-	60 596	59 576	-	59 576

EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du nord	224	224
Amérique latine	1 775	1 709
Afrique/Asie	1 122	1 272
Benelux	(186)	550
France	1 669	1 461
Europe hors France & Benelux	679	650
Infrastructures Europe	3 499	3 386
GEM	240	(188)
Autres	213	136
TOTAL EBITDA	9 236	9 199

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du nord	(72)	(53)
Amérique latine	(416)	(432)
Afrique/Asie	(134)	(244)
Benelux	(576)	(558)
France	(628)	(606)
Europe hors France & Benelux	(201)	(201)
Infrastructures Europe	(1 479)	(1 444)
GEM	(39)	(38)
Autres	(337)	(391)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(3 882)	(3 966)

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du nord	75	78
Amérique latine	(25)	(17)
Afrique/Asie	166	191
Benelux	7	5
France	1	8
Europe hors France & Benelux	45	36
Infrastructures Europe	12	9
GEM	(5)	(4)
Autres	84	116
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	55	100
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	361	422

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 88 millions d'euros et 273 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 263 millions d'euros et 159 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du nord	151	174
Amérique latine	1 355	1 277
Afrique/Asie	893	1 016
Benelux	(765)	(11)
France	1 034	869
Europe hors France & Benelux	473	434
Infrastructures Europe	2 016	1 941
GEM	199	(229)
Autres	(232)	(300)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 126	5 172

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du Nord	2 494	1 718
Amérique Latine	9 897	9 281
Afrique/Asie	3 553	5 186
Benelux	(3 759)	(3 019)
France	6 300	5 890
Europe hors France & Benelux	5 092	5 022
Infrastructures Europe	19 802	19 914
GEM (2018) / GEM & GNL (2017)	1 102	929
Autres	6 930	7 447
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	<i>2 018</i>	<i>2 110</i>
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	51 412	52 370

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du nord	974	316
Amérique latine	1 758	2 241
Afrique/Asie	616	887
Benelux	925	694
France	1 322	1 067
Europe hors France & Benelux	372	636
Infrastructures Europe	1 619	1 718
GEM	45	346
Autres	538	1 232
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	8 169	9 136

7.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

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

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
France	24 983	25 251	30 542	30 310
Belgique	5 961	5 921	(3 254)	(2 233)
Autres Union européenne	15 448	14 583	7 188	7 250
Autres pays d'Europe	820	1 100	386	425
Amérique du nord	3 865	3 499	2 881	2 188
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 936	4 913	3 329	5 264
Amérique du sud	4 197	4 040	9 523	9 091
Afrique	385	271	816	74
TOTAL	60 596	59 576	51 412	52 370

NOTE 8 VENTES

8.1 Chiffre d'affaires

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	56 388	53 073
Chiffre d'affaires sur autres contrats	4 208	6 503
CHIFFRE D'AFFAIRES	60 596	59 576

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) concerne principalement la France et la Belgique pour un montant de 3 108 millions d'euros (3 034 millions d'euros au 31 décembre 2017).

8.1.1 Ventilation du chiffre d'affaires sur contrats commerciaux

Principes comptables

Le chiffre d'affaires sur contrats commerciaux est relatif aux contrats entrant dans le champ de la norme IFRS 15. Il est comptabilisé 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 et services.

Ainsi, l'analyse contractuelle des contrats de vente du Groupe a conduit à appliquer les principes suivants de reconnaissance du chiffre d'affaires :

- **Gaz, électricité et autres énergies**

Le chiffre d'affaires sur ces ventes est comptabilisé lorsque l'énergie est livrée au client particulier, professionnel ou industriel.

Les livraisons d'énergie sont suivies en temps réel ou de manière différée pour certains clients faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, auquel cas il est nécessaire d'estimer à la clôture la part du chiffre d'affaires non relevée dite «en compteur» ;

- **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, principalement en France et en Belgique, 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.

La ventilation du chiffre d'affaires selon ces différents principes de comptabilisation se présente comme suit :

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 Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	Total Chiffre d'affaires sur autres contrats	31 déc. 2018
Amérique du nord	592	1 858	-	900	3 350	33	3 383
Amérique latine	461	3 522	322	197	4 501	138	4 639
Afrique/Asie	452	2 605	31	806	3 894	121	4 014
Benelux	1 341	2 143	14	3 038	6 537	153	6 690
France	3 164	4 040	105	7 675	14 983	200	15 183
Europe hors France & Benelux	1 901	3 425	233	3 798	9 357	170	9 527
Infrastructures Europe	155	-	5 092	200	5 447	247	5 694
GEM	2 938	1 135	113	-	4 186	2 782	6 968
Autres	1 113	1 925	167	927	4 133	365	4 498
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	12 116	20 654	6 077	17 540	56 388	4 208	60 596

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 Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	Total Chiffre d'affaires sur autres contrats	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Amérique du nord	411	1 913	1	604	2 928	36	2 964
Amérique latine	399	3 477	279	144	4 300	83	4 383
Afrique/Asie	455	2 405	53	695	3 608	332	3 939
Benelux	1 210	1 984	33	2 935	6 162	609	6 771
France	3 296	3 302	91	7 177	13 866	292	14 157
Europe hors France & Benelux	1 756	3 044	303	3 377	8 480	351	8 831
Infrastructures Europe	227	-	4 668	269	5 165	281	5 446
GEM	2 375	1 450	176	3	4 003	3 635	7 638
Autres	1 422	2 085	85	971	4 562	883	5 445
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	11 551	19 659	5 688	16 176	53 073	6 503	59 576

(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, et du classement en «*Activités non poursuivies*» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «*Retraitement de l'information comparative*»).

8.1.2 Ventilation du chiffre d'affaires sur autres contrats

Principes comptables

Si l'analyse contractuelle ne permet pas de conclure que le contrat est dans le champ d'IFRS 15, le chiffre d'affaires est alors présenté en 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.

Au 31 décembre 2018 les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 et qui donnent lieu à livraison physique s'élèvent à 3 408 millions d'euros (5 712 millions d'euros en 2017). Le chiffre d'affaires réalisé sur les autres opérations hors du champ d'application IFRS 15 n'est pas significatif.

8.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs et passifs de contrats

Principes comptables

Lors de leur comptabilisation initiale, le Groupe évalue les créances commerciales à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15.

Les actifs de contrats regroupent les montants auxquels l'entité a droit en échange de biens ou de services qu'elle a déjà fournis à un client mais pour lesquels le paiement n'est pas encore exigible ou est subordonné à la réalisation d'une condition particulière prévue au contrat. Lorsqu'un montant devient exigible, il est transféré au compte de créance.

Une créance client est comptabilisée dès que l'entité a un droit inconditionnel à percevoir un paiement. Ce droit inconditionnel existe dès l'instant où seul l'écoulement du temps rend le paiement exigible.

Les passifs de contrats regroupent les montants perçus par l'entité en rémunération de biens ou de service qu'elle n'a pas encore fournis au client. Le passif de contrat est soldé par la constatation du chiffre d'affaires.

Les créances commerciales et autres débiteurs de même que les actifs de contrats font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le modèle de dépréciation des actifs financiers est basé sur la méthode des pertes de crédit attendues. Pour calculer les pertes de valeur attendues, le Groupe retient une approche matricielle de provisionnement pour les créances commerciales et les actifs de contrats dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base de portefeuille. Une approche individuelle est applicable aux grands clients et aux autres grandes contreparties, dont l'évolution du risque de crédit est suivie sur une base individuelle.

Il convient de se reporter à la Note 18 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

8.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Créances commerciales et autres débiteurs	-	15 613	15 613	-	13 127	13 127
dont IFRS 15	-	7 552	7 552	-	7 009	7 009
dont non-IFRS15	-	8 060	8 060	-	6 118	6 118
Actifs de contrats	-	7 411	7 411	-	6 930	6 930

(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 pertes de valeur attendues sur créances commerciales et autres débiteurs et actifs de contrats sont présentées ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Brut	Dépréciation & pertes de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & pertes de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	16 689	(1 076)	15 613	14 208	(1 081)	13 127
Actifs de contrats	7 419	(8)	7 411	6 943	(12)	6 930
TOTAL	24 108	(1 085)	23 023	21 150	(1 094)	20 057

(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 dépréciations et pertes de valeur attendues sur créances commerciales et autres débiteurs et actifs de contrats s'élèvent à -1 085 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre -1 094 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sont présentées dans la Note 18.2 «Risque de contrepartie».

Les actifs de contrats courant incluent des produits à recevoir et factures à établir (6 377 millions d'euros au 31 décembre 2018) et le gaz et l'électricité livré non relevé et non facturé dit «gaz et électricité en compteur» (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2018 principalement en France, au Benelux et en Amérique latine, soit 1,7% du chiffre d'affaires annuel). Les secteurs reportables constatant le plus d'actifs de contrats au 31 décembre 2018 sont la France (2 730 millions d'euros), l'Europe hors France et Benelux (1 436 millions d'euros), le Benelux (859 millions d'euros) et GEM (556 millions d'euros).

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le «gaz en compteur» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'«électricité en compteur» est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

8.2.2 Passifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	36	3 598	3 634	258	3 317	3 575

(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 passifs de contrats courant incluent au 31 décembre 2018 les avances et acomptes reçus pour 1 713 millions d'euros et des produits constatés d'avance pour 1 885 millions d'euros.

Les secteurs constatant le plus de passifs de contrats sont la France (2 048 millions d'euros) - en particulier BtoB (1 172 millions d'euros) - l'Europe hors France et Benelux (626 millions d'euros) et le Benelux (387 millions d'euros). Ces secteurs sont ceux sur lesquels le plus de chiffre d'affaires est constaté à l'avancement, engendrant ainsi des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations.

Le classement des activités de Glow en Thaïlande en «actifs destinés à être cédés » se traduit par une diminution des passifs de contrats de 291 millions d'euros.

8.3 Chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance restant à réaliser

Le chiffre d'affaires relatif aux obligations de performance partiellement réalisées au 31 décembre 2018 s'élève à 10 886 millions d'euros.

Il concerne essentiellement les BU Royaume-Uni (6 102 millions d'euros) et France BtoB (2 902 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et *Facility Management* pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. Les BU Benelux, Tractebel Engineering et NECST ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

NOTE 9 CHARGES OPÉRATIONNELLES

9.1 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Avantages à court terme	(9 998)	(9 510)
Paielements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(86)	(44)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 21.3.4)	(407)	(355)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 21.4)	(133)	(142)
CHARGES DE PERSONNEL	(10 624)	(10 051)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

9.2 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Dotations aux amortissements (cf. Notes 15 et 16)	(3 882)	(3 966)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	-	(67)
Variation nette des provisions (cf. Note 20)	296	245
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(3 586)	(3 787)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2018, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 837 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 048 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 10 DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE AU RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Principes comptables

Le résultat opérationnel courant (ROC) est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente» (en conformité avec la Recommandation ANC 2013-03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant du résultat des activités opérationnelles les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *Mark-to-market* (MtM) sur instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents et sont définis comme suit :

- «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel» : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (*Mark-to-market*) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoce, ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IFRS 9, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- «Pertes de valeur» : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwills*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- «Restructurations» : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :
 - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
 - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
 - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
 - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés - à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles «*Develop, Build, Share & Operate*» (DBSO) ou «*Develop, Share, Build & Operate*» (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrées en Résultat opérationnel courant.
- «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants.

Le passage du Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au Résultat des activités opérationnelles de détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5 126	5 172
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	29
Pertes de valeur	(1 798)	(1 298)
Restructurations	(162)	(669)
Effets de périmètre	(150)	752
Autres éléments non récurrents	(147)	(1 252)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	2 645	2 735

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

10.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 223 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre un produit net de 29 millions d'euros au 31 décembre 2017 et intègre essentiellement 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.

Cette charge résulte (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, notamment le gaz, combiné à (ii) un effet négatif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position positive nette au 31 décembre 2017.

10.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Pertes de valeur :		
Goodwills (cf. Note 14.1)	(14)	(481)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles (cf. Note 15 et 16)	(1 609)	(952)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(209)	(31)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(1 831)	(1 463)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	33	165
Actifs financiers	-	1
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	33	166
TOTAL	(1 798)	(1 298)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élèvent à 1 798 millions d'euros et concernent principalement les immobilisations corporelles. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2018 s'établit à 1 540 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 14.3.

10.2.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2018

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élèvent à 1 798 millions d'euros et portent essentiellement sur :

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

Le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur nettes sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe pour 646 millions d'euros au 31 décembre 2018 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.

Les centrales charbon de production électrique en Europe sont soumises à un contexte défavorable en Europe, avec notamment le durcissement attendu de l'environnement réglementaire, qui se traduit par une baisse des marges captées sur le long terme, affectant la rentabilité de ces actifs.

- **Actifs nucléaires en Belgique**

Les évolutions intervenues en 2018 ont conduit le Groupe à distinguer les unités nucléaires ne disposant plus d'option de prolongation de durée de vie de celles pouvant éventuellement être prolongées au-delà de 2025. Dans ce contexte renforcé par des arrêts prolongés de certaines unités et par l'adaptation de leurs modalités de gestion à l'approche de leur fin de vie, le Groupe a mis à jour ses prévisions en cohérence avec le planning de maintenance des unités nucléaires mis à jour pour les trois prochaines années. Le Groupe a reconnu des pertes de valeur sur les unités non prolongeables pour un montant total de 615 millions d'euros au 31 décembre 2018.

- **Autres pertes de valeur**

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

- une participation dans le secteur Afrique/Asie pour laquelle la mise à jour des perspectives ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 209 millions d'euros;
- des sites d'infrastructures gazières en Europe pour un montant de 87 millions d'euros suite à la révision de la durée d'utilisation de certaines installations entraînant leur démantèlement à un horizon plus proche ;
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique latine pour 71 millions d'euros, suite à la révision de leur durée de vie.

10.2.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2017

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 s'élevaient à 1 298 millions d'euros et concernaient principalement :

- l'UGT Storengy pour 494 millions d'euros dont 338 millions d'euros sur le *goodwill* suite à la mise en place de la régulation des activités de stockages en France ;
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (317 millions d'euros), notamment lié au durcissement attendu du cadre réglementaire pour les centrales charbon.

Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2017 s'établissait à 1 129 millions d'euros.

10.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 162 millions d'euros au 31 décembre 2018, comprennent essentiellement :

- des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs pour un montant de 54 millions d'euros ;
- des coûts liés à des décisions d'abandons de plusieurs sites immobiliers, restructurations d'agences et fermetures de sites pour un montant de 63 millions d'euros ;
- divers autres coûts de restructuration pour un montant de 45 millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, les charges de restructurations, d'un montant total de 669 millions d'euros, comprenaient 509 millions d'euros liés à la réduction d'effectifs dans le cadre du programme de transformation du Groupe et d'adaptation au contexte économique, 108 millions liés à l'arrêt d'exploitation et à la fermeture de certains sites et divers autres coûts de restructurations pour 53 millions d'euros.

10.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2018, les effets de périmètre s'élèvent à -150 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 et un résultat de -27 millions d'euros sur la cession des activités GNL aux États-Unis.

Au 31 décembre 2017, les effets de périmètre s'élevaient à 752 millions d'euros et comprenaient essentiellement les résultats relatifs aux cessions du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (540 millions d'euros), de la participation dans NuGen (93 millions d'euros), des centrales thermiques au Royaume-Uni (61 millions d'euros), de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne (57 millions d'euros).

10.5 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2018, d'un montant total de -147 millions d'euros comprennent essentiellement des mises au rebut, coûts accessoires à des fermetures de sites et autres charges diverses.

Au 31 décembre 2017, ce poste comprenait essentiellement la charge de 1 243 millions d'euros liée au nouveau mode de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de transport et de stockage mis en place par la BU GEM.

NOTE 11 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(713)	85	(628)	(812)	134	(678)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(108)	115	7	(181)	83	(98)
Autres produits et charges financiers	(1 161)	400	(761)	(1 134)	522	(611)
RÉSULTAT FINANCIER	(1 981)	600	(1 381)	(2 127)	739	(1 388)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

11.1 Coût de la dette nette

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(844)	-	(844)	(915)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	4	4	21
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(3)	-	(3)	(2)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	81	81	113
Coûts d'emprunts capitalisés	134	-	134	104
COÛT DE LA DETTE NETTE	(713)	85	(628)	(678)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 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 à fin décembre 2017 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe (cf. Note 17.3.3 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).

Au 31 décembre 2018, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,68% contre 2,63% au 31 décembre 2017.

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

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(108)	102	(6)	-
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(108)	-	(108)	(83)
dont extoume de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	102	102	83
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	-	13	13	(98)
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	-	13	13	(98)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(108)	115	7	(98)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé (cf. Note 17.3.3 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).

11.3 Autres produits et charges financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017⁽¹⁾
Autres charges financières		
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(84)	(12)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(183)	(187)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(2)	(1)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(538)	(493)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(112)	(118)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(39)	(48)
Autres charges financières	(203)	(275)
TOTAL	(1 161)	(1 134)
Autres produits financiers		
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	73	77
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	52	29
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	111	151
Autres produits financiers	164	265
TOTAL	400	522
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(761)	(611)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2017, les Autres produits financiers comprenaient notamment, pour un montant total de 87 millions d'euros, les intérêts liés au recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués ainsi que les intérêts moratoires liés au litige opposant Electrabel et E.ON au sujet des paiements des taxes nucléaires belges et allemandes.

NOTE 12 IMPÔTS

Principes comptables

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un goodwill dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

Les effets d'impôt relatifs aux coupons versés sur les titres super-subordonnés à durée indéterminée sont présentés en résultat.

12.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 704 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 395 millions d'euros en 2017). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Impôt exigible	(712)	(367)
Impôt différé	9	761
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(704)	395

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Résultat net	1 629	2 108
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	422
Résultat après impôt des activités non poursuivies	1 069	366
Impôt sur les bénéfices	(704)	395
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	903	925
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>1 434</i>	<i>(744)</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>(531)</i>	<i>1 669</i>
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	(311)	(318)
En effet :		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	42	112
Différences permanentes ⁽²⁾	(72)	(287)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ⁽³⁾	123	460
Compléments d'impôt ⁽⁴⁾	(74)	(241)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ⁽⁵⁾	(968)	(564)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus ⁽⁶⁾	370	241
Effet des changements de taux d'impôt ⁽⁷⁾	54	518
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ⁽⁸⁾	185	506
Autres ⁽⁹⁾	(53)	(32)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(704)	395

- (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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).
- (2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées, la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.
- (3) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit dans certaines juridictions fiscales, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités, les pertes de valeur et moins-values non déductibles sur les titres de participation, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation.
- (4) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, l'impôt exceptionnel en 2017 sur les sociétés en compensation du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.
- (5) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.
- (6) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
- (7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France (cf. ci-après) et aux États-Unis en 2017.
- (8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt et l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique. En 2017, reprend également 376 millions d'euros de remboursement de la taxe de 3% sur les dividendes antérieurement distribués en numéraire par les sociétés françaises.
- (9) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

La Loi de Finances 2018 française adoptée le 30 décembre 2017 prévoit une baisse du taux d'impôt à 25,82% pour toutes les entités fiscales françaises à compter du 1^{er} janvier 2022 (taux d'impôt sur les sociétés de 25,00% majoré de la contribution sociale de 3,3%). Les impôts différés comptabilisés par les entités françaises se retournant au-delà de 2022 ont donc été réévalués à ce nouveau taux au 31 décembre 2017, ce qui s'est traduit par un impact positif sur le résultat non récurrent de 550 millions d'euros, et un impact négatif de 91 millions d'euros sur les impôts différés relatifs aux éléments comptabilisés dans l'état du résultat global. En revanche, les actifs et passifs d'impôts différés qui échoient en

2019 ont été maintenus au taux de 32,02%, sans tenir compte de l'annonce du maintien du taux à 34,43% pour l'exercice 2019, non encore approuvée par le Parlement au 31 décembre 2018.

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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2018	31 déc. 2017(1)
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	302	(118)
Engagements de retraite et assimilés	2	(68)
Provisions non déductibles	(77)	(25)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(141)	(240)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/ IFRS 9)	845	(288)
Autres	38	(72)
TOTAL	969	(811)
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(249)	671
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	(751)	741
Autres	116	125
TOTAL	(884)	1 537
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	85	726
<i>Dont activités poursuivies</i>	9	761

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2017 résulte notamment de la baisse du taux d'impôt futur approuvé en France.

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Instruments de capitaux propres et de dettes	(1)	37
Écarts actuariels	68	(95)
Couverture d'investissement net	(14)	(86)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	71	(116)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(10)	2
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	114	(257)
Quote-part des entreprises mises en équivalences	(20)	3
Activités non poursuivies	(81)	(81)
TOTAL	13	(336)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

12.3.1 Variation des impôts différés

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

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	854	(5 215)	(4 361)
Effet du résultat de la période	969	(884)	85
Effet des autres éléments du résultat global	127	(128)	(1)
Effet de périmètre	(207)	199	(9)
Effet de change	(3)	(24)	(27)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(222)	161	(60)
Autres effets	28	(4)	24
Effet de présentation nette par entité fiscale	(481)	481	-
AU 31 DÉCEMBRE 2018	1 066	(5 415)	(4 349)

(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»).

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

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat sur une période de projections fiscales de six années telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme validé par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2018	31 déc. 2017(1)
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 765	1 652
Engagements de retraite	1 374	1 318
Provisions non déductibles	371	312
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	787	974
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	3 398	2 736
Autres	545	555
TOTAL	8 239	7 547
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 773)	(8 657)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(3 343)	(2 629)
Autres	(472)	(623)
TOTAL	(12 588)	(11 908)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(4 349)	(4 361)

(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»).

12.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2018, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élève à 3 216 millions d'euros (contre 3 144 millions d'euros au 31 décembre 2017). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique et au Luxembourg) ou limitée à 9 ans aux Pays-Bas. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'actifs d'impôts différés faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 1 364 millions d'euros en 2018 contre 1 246 millions d'euros en 2017.

NOTE 13 RÉSULTAT PAR ACTION

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	1 033	1 320
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	<i>(12)</i>	<i>1 047</i>
Rémunération des titres super-subordonnés	(145)	(144)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	889	1 176
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	<i>(156)</i>	<i>903</i>
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	889	1 176
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 396	2 396
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	9
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	2 407	2 405
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	0,37	0,49
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	<i>(0,07)</i>	<i>0,38</i>
Résultat net part du Groupe par action dilué	0,37	0,49
<i>Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	<i>(0,06)</i>	<i>0,38</i>

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 - *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (cf. Note 19.2.1).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions gratuites et d'actions de performance en titres ENGIE.

NOTE 14 GOODWILL

Principes comptables

Le *goodwill* est évalué comme étant l'excédent du total de :

- (i) la contrepartie transférée ;
- (ii) le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise, et
- (iii) dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;

par rapport au solde net des justes valeurs des actifs acquis et des passifs repris identifiables. Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut plus être ajusté après la fin de la période d'évaluation.

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

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 14.3.

Les pertes de valeur relatives à des *goodwill* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat.

Indices de perte de valeur sur un actif (*goodwill*, immobilisation incorporelle et corporelle)

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
 - sur la période, la valeur de marché d'un actif a diminué de façon plus importante que du seul effet attendu du passage du temps ou de l'utilisation normale de l'actif ;
 - d'importants changements, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou surviendront dans un proche avenir, dans l'environnement technologique, économique ou juridique ou du marché dans lequel l'entité opère ou dans le marché auquel l'actif est dévolu ;
 - les taux d'intérêt du marché ou d'autres taux de rendement du marché ont augmenté durant la période et il est probable que ces augmentations affecteront le taux d'actualisation utilisé dans le calcul de la valeur d'utilité d'un actif et diminueront de façon significative la valeur recouvrable de l'actif ;
 - la valeur comptable de l'actif net de l'entité est supérieure à sa capitalisation boursière ;
- au titre des indices internes :
 - il existe un indice d'obsolescence ou de dégradation physique d'un actif ;
 - des changements importants, ayant un effet négatif sur l'entité, sont survenus au cours de la période ou sont susceptibles de survenir dans un proche avenir, dans le degré ou le mode d'utilisation d'un actif tel qu'il est utilisé ou que l'on s'attend à l'utiliser. Ces changements incluent la mise hors service de l'actif, les plans

d'abandon ou de restructuration du secteur d'activité auquel un actif appartient et les plans de sortie d'un actif avant la date précédemment anticipée, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée ;

- des données interne montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

14.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur nette
Au 31 décembre 2016	17 372
Pertes de valeur	(481)
Variations de périmètre et Autres	775
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(32)
Écarts de conversion	(350)
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	17 285
Pertes de valeur	(14)
Variations de périmètre et Autres	745
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(216)
Écarts de conversion	9
AU 31 DÉCEMBRE 2018	17 809

(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 effets des variations de périmètre au 31 décembre 2018 résultent principalement :

- de la comptabilisation de *goodwill* dégagés respectivement sur les acquisitions du Groupe Langa (241 millions d'euros), de Infinity Renewables (94 millions d'euros) et Electro Power System (57 millions d'euros) ;
- de la décomptabilisation de *goodwill* pour 109 millions d'euros relatifs à la cession de parcs éoliens et solaires en France (-71 millions d'euros), et des activités de distribution de gaz en Hongrie (-29 millions d'euros).

Suite au classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande) en «Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»), la valeur du *goodwill* correspondant a été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

La diminution constatée en 2017 provenait principalement de la comptabilisation de pertes de valeur sur les *goodwill* pour un montant total de 481 millions d'euros, dont 338 millions d'euros sur l'UGT Storengy, et 141 millions d'euros alloués à l'ensemble d'actifs destinés à être cédés constitué de la centrale de production d'électricité de Loy Yang B, de la décomptabilisation de *goodwill* relatif aux actifs cédés pour 127 millions d'euros, des écarts de conversions pour 350 millions d'euros, compensés par la comptabilisation de *goodwill* dégagés sur les acquisitions pour 674 millions d'euros et l'augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (put) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie a été comptabilisée en *goodwill* pour un montant de 131 millions d'euros.

14.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Le tableau ci-dessous présente les UGT *goodwill* «significatives» au 31 décembre 2018 :

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2018
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Benelux	4 258
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France Renouvelables	France	1 085
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	1 045
France BtoC	France	1 044
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Amérique du nord	Amérique du nord	875
France BtoB	France	731
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	644
Génération Europe	Autres	629
AUTRES UGT		3 490
TOTAL		17 809

14.3 Tests de pertes de valeur des UGT *goodwill*

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de pertes de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2022-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2018 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO₂ correspondent aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marché, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2018 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 3,7% et 11,3% (entre 4,7% et 12,5% en 2017). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes 14.3.1 «UGT significatives» et 14.3.2 «Autres UGT importantes» ci-après.

14.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwill* du Groupe au 31 décembre 2018.

14.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 258 millions d'euros au 31 décembre 2018. 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.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles et du CO₂, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

La valeur d'utilité 2018 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires ⁽¹⁾
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3 et Tihange 2), projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée de 40 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 4 et Tihange 3, prolongation de l'exploitation de ce parc sur une période de 20 ans.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Activités de commercialisation et de services à l'énergie	Projection des flux de trésorerie sur la durée du plan d'affaires à moyen terme puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

(1) *Hypothèses identiques à celles au 31 décembre 2017.*

Les taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie sont compris entre 5,8% et 8,5% en fonction des profils de risque attribués à chaque activité.

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

Le test de pertes de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, ainsi que les dépenses d'investissement nécessaires à l'extension de Doel1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40^{ème} année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

Par ailleurs, le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40^{ème} année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018. Ce pacte est complété par une stratégie énergétique fédérale articulée autour de quatre 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.

Cependant, compte tenu (i) de la prolongation des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 au-delà de 40 ans, (ii) de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, (iii) de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution et (iv) des objectifs de réduction des émissions de CO₂, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe retient dans son calcul de la valeur d'utilité une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'unités de seconde génération, tout en tenant compte d'un mécanisme de contribution nucléaire au profit de l'État belge. Si les circonstances décrites ci-dessus devaient évoluer dans le futur, le Groupe pourrait être amené à adapter ses scénarios industriels en conséquence.

En France, le Groupe a tenu compte d'une hypothèse de prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2037. Bien qu'aucune décision d'extension de ces réacteurs n'ait été prise par l'État et l'Autorité de la Sûreté Nucléaire, le Groupe considère, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* est supérieure à sa valeur nette comptable. Le Groupe a par ailleurs comptabilisé des pertes de valeur sur des unités nucléaires pour un montant de 615 millions d'euros (cf. Note 8.2 « Pertes de valeur »).

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 1 200 millions d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, aurait un impact positif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 49% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 53% sur ce calcul.

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

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1 700 millions d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc des réacteurs de seconde génération, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 547 millions d'euros.

14.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur d'utilité de l'UGT GRDF a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019, du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 ainsi que de projections de flux de trésorerie sur la période 2022-2024. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2024. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 5» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5.

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

14.3.1.3 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 085 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque).

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,1% et 8,3%, selon qu'il s'agit d'actifs régulés ou d'activités dites *merchant*.

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

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

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 47% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable de l'UGT demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10€/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 47% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 47% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 63% sur ce calcul.

Une absence de renouvellement de la concession hydroélectrique de la Compagnie Nationale du Rhône au-delà de 2023 aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 0,9 milliard d'euros.

14.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 045 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des prix sur l'horizon post liquide.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,7% et 9,0%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 44% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 60% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 69%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 69% sur ce calcul.

14.3.1.5 UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 044 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT France BtoC regroupe les activités de commercialisation d'énergie et de services associés auprès des clients particuliers et professionnels en France.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8%.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 6,5% et 8,5%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 22% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 14% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 14% sur ce calcul.

14.3.2 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Amérique du nord	Amérique du nord	DCF + DDM	4,0% - 11,3%
Génération Europe	Autres	DCF + DDM	3,7% - 9,1%
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	4,8% - 10,9%
France BtoB	France	DCF + DDM	7,1% - 7,7%

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

14.3.2.1 UGT Amérique du nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 875 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT Amérique du nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origine thermique et renouvelables (éoliennes et biomasse) et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité, (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels et (iii) production d'électricité d'origine thermique ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (cf. Note 4.2 «Participations dans les coentreprises») – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2018 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

Les activités de production d'énergie électrique d'origine éolienne et solaire acquises en 2018 aux États-Unis constituent une UGT *goodwill* indépendante.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation et l'évolution des marges captées sur l'horizon post liquide.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 4,0% et 11,3%.

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

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 45% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 45% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 37% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 37% sur ce calcul.

14.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 629 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 3 ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie sont compris entre 3,7% et 9,1%.

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

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Génération Europe est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 13% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 13% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 17%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 17% sur ce calcul.

14.3.2.3 Autres UGT *goodwill* importantes

Les autres UGT *goodwill* importantes présentent des marges importantes entre leur valeur recouvrable et leur valeur nette comptable au 31 décembre 2018.

14.4 Répartition sectorielle

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018
Amérique du nord	997
Amérique latine	740
Afrique/Asie	649
Benelux	4 258
France	3 273
Europe hors France & Benelux	1 689
Infrastructures Europe	5 000
Autres	1 203
TOTAL	17 809

NOTE 15 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

Principes comptables

Évaluation initiale

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

Amortissement

L'amortissement des immobilisations incorporelles est constaté en fonction du rythme attendu de la consommation des avantages économiques futurs de l'actif. Les amortissements sont calculés, essentiellement sur base du mode linéaire, en fonction des durées d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

Risque de perte de valeur

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 14 «*Goodwills*».

Pertes de valeur

Les immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie – UGT) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des UGT dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales hypothèses économiques retenues portent sur :

- les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire ;
- des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme requis par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur recouvrable des actifs concernés est déterminée sur la base de leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Pertes de valeur» du compte de résultat

15.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2016	3 205	2 565	11 614	17 384
Acquisitions	179	-	1 026	1 205
Cessions	(32)	-	(224)	(256)
Écarts de conversion	(57)	-	(261)	(318)
Variations de périmètre	1	-	27	28
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(1 075)	(1 075)
Autres variations	343	116	(439)	20
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	3 640	2 681	10 668	16 988
Acquisitions	120	17	912	1 048
Cessions	(9)	(19)	(149)	(177)
Écarts de conversion	(52)	-	10	(42)
Variations de périmètre	1	-	(290)	(289)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(98)	(98)
Autres variations	55	40	(54)	41
AU 31 DÉCEMBRE 2018	3 753	2 719	11 000	17 472
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2016	(1 259)	(1 988)	(7 497)	(10 744)
Dotations aux amortissements	(117)	(56)	(603)	(776)
Pertes de valeur	(7)	-	(219)	(227)
Cessions	20	-	219	239
Écarts de conversion	5	-	149	154
Variations de périmètre	-	-	(3)	(3)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	880	880
Autres variations	(26)	-	19	(7)
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	(1 385)	(2 045)	(7 054)	(10 484)
Dotations aux amortissements	(144)	(61)	(632)	(837)
Pertes de valeur	-	-	(16)	(16)
Cessions	7	19	129	155
Écarts de conversion	4	-	2	6
Variations de périmètre	-	-	434	434
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	46	46
Autres variations	(32)	-	(26)	(57)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(1 550)	(2 087)	(7 117)	(10 754)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	2 255	636	3 613	6 504
AU 31 DÉCEMBRE 2018	2 204	632	3 883	6 718

(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»).

Suite au classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande) en «Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»), la valeur comptable des immobilisations incorporelles correspondantes, est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2018.

15.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Principes comptables

L'interprétation IFRIC 12 – *Accords de concession de services* traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- le concédant contrôle tout intérêt résiduel significatif de l'infrastructure au terme du contrat, par exemple il a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Le modèle de l'actif incorporel selon IFRIC 12§17 s'applique si l'opérateur reçoit un droit (une licence) de faire payer les utilisateurs, ou le concédant, en fonction de l'utilisation faite du service public. Il n'existe pas de droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie, car ce droit dépend du niveau d'utilisation du service par les usagers.

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles. C'est le cas des infrastructures de distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

15.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

15.1.3 Autres

Au 31 décembre 2018, ce poste comprend principalement des logiciels et des licences pour 985 millions d'euros, ainsi que des actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et des coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés pour 1 000 millions d'euros.

15.2 Information sur les frais de recherche et développement

Principes comptables

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité.

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 182 millions d'euros pour l'exercice 2018, dont 25 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 16 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique moins les amortissements cumulés et les pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date de début une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les immobilisations corporelles financées au moyen de contrats de location-financement, au sens d'IAS 17, sont présentées à l'actif pour la valeur de marché ou la valeur actualisée des paiements minimaux si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont amorties selon le mode d'amortissement et les durées d'utilité décrits ci-dessous.

Les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction d'un actif qualifié sont incorporés dans son coût.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock (cf. Note 27.2 «Stocks»), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement selon un mode linéaire sur base des durées normales d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
● Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60 ^(*)
● Installation - Maintenance	3	10
● Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

(*) Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité»,

les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre la durée du contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte des options de renouvellement des contrats s'il est raisonnablement certain que ces options seront exercées.

Risque de perte de valeur

Voir Note 15 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Voir Note 14 «Goodwills».

16.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc- tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobi- lisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2016	756	5 687	95 555	451	3 030	6 462	1 174	113 115
Acquisitions	7	24	918	39	-	4 015	58	5 062
Cessions	(10)	(84)	(851)	(40)	(34)	(110)	(208)	(1 337)
Écarts de conversion	(22)	(119)	(2 466)	(11)	(41)	(414)	(16)	(3 090)
Variations de périmètre	3	(23)	(1 614)	3	(4)	99	-	(1 535)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(26)	(67)	(11 698)	(7)	(742)	(1 160)	(14)	(13 714)
Autres variations	9	98	3 702	9	11	(4 039)	11	(197)
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	717	5 517	83 547	444	2 220	4 853	1 005	98 303
Acquisitions	9	42	545	51	-	4 593	61	5 302
Cessions	(17)	(38)	(635)	(40)	(3)	(6)	(59)	(797)
Écarts de conversion	(5)	31	114	2	6	(53)	8	103
Variations de périmètre	(1)	(3)	(1 678)	(39)	(12)	(59)	(4)	(1 797)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(19)	(12)	(3 866)	(6)	(1)	(206)	(29)	(4 138)
Autres variations	(14)	138	3 589	6	233	(3 652)	34	334
AU 31 DÉCEMBRE 2018	671	5 676	81 615	419	2 444	5 469	1 015	97 309
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2016	(145)	(2 925)	(48 534)	(337)	(1 324)	(1 195)	(878)	(55 337)
Dotations aux amortissements	(9)	(123)	(2 929)	(40)	(187)	-	(96)	(3 384)
Pertes de valeur	2	(31)	(670)	(1)	2	(19)	(2)	(719)
Cessions	1	68	692	36	46	96	202	1 140
Écarts de conversion	6	16	1 226	10	24	59	10	1 352
Variations de périmètre	1	18	825	(1)	2	26	1	871
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	15	35	7 785	5	518	208	11	8 577
Autres variations	-	7	(388)	(2)	(9)	625	26	258
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	(129)	(2 937)	(41 992)	(330)	(929)	(199)	(725)	(47 241)
Dotations aux amortissements	(8)	(119)	(2 600)	(42)	(189)	-	(90)	(3 048)
Pertes de valeur	(1)	(82)	(1 006)	(1)	(250)	(219)	(3)	(1 561)
Cessions	-	23	551	37	-	1	53	665
Écarts de conversion	4	(5)	(108)	(2)	(4)	4	(6)	(119)
Variations de périmètre	2	1	1 277	43	12	21	7	1 363
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	5	1 552	5	-	2	23	1 588
Autres variations	2	(60)	56	(1)	(58)	24	(2)	(39)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(130)	(3 175)	(42 270)	(290)	(1 418)	(367)	(742)	(48 391)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	588	2 579	41 554	115	1 291	4 653	280	51 062
AU 31 DÉCEMBRE 2018	541	2 501	39 345	129	1 026	5 102	273	48 917

(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»).

En 2018, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- le classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande), des parcs en exploitation du groupe Langa en France et de parcs solaires au Mexique, en «Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies») pour -2 550 millions d'euros. La valeur comptable de ces immobilisations corporelles est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2018 ;
- des amortissements pour un total de -3 048 millions d'euros ;
- de pertes de valeur s'élevant à 1 561 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (-1 268 millions d'euros) et Amérique latine (-71 millions d'euros), et des sites d'infrastructures gazières en France (-87 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -434 millions d'euros résultant notamment des activités DBSO⁽¹⁾ portant sur des parcs éoliens et solaires en France (-411 millions d'euros), des activités de distributions de gaz en Hongrie (-155 millions d'euros), des activités GNL (-110 millions d'euros), légèrement compensées par l'acquisition du groupe Langa en France (+206 millions d'euros) ;
- partiellement compensée par des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 302 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens et solaires en Amérique latine et en France, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe.

En 2017, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» provenait principalement :

- du transfert sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de la valeur comptable des actifs Loy Yang B en cours de cession au 31 décembre 2017 et des activités d'exploration-production classées en tant qu'activités non poursuivies pour un total de -5 137 millions d'euros ;
- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 062 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens et dans le solaire en Amérique latine et en France, et des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe ;
- des amortissements pour un total de -3 384 millions d'euros ;
- des effets de change de -1 738 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (-963 millions d'euros) et du réal brésilien (-439 millions d'euros) ;
- de pertes de valeur s'élevant à -719 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production thermique (-510 millions d'euros) et sur les sites de stockages de gaz en Allemagne (-156 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -664 millions d'euros résultant notamment des activités DBSO portant sur des parcs éoliens et solaires en France (-277 millions d'euros) et de la cession des centrales de production d'électricité au Royaume-Uni (-186 millions d'euros).

16.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 2 185 millions d'euros au 31 décembre 2017.

La variation résulte principalement du classement en «Actifs destinés à être cédés» des actifs de Glow en Thaïlande. La dette garantie a, quant à elle, été classée en «Passifs destinés à être cédés» (cf. Note 5.2).

(1) Develop Build Share and Operate.

16.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements et de matériel relatifs à des constructions d'unités de production d'énergie et à des contrats de services.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 1 988 millions d'euros au 31 décembre 2017.

16.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 134 millions d'euros au titre de l'exercice 2018 contre 104 millions d'euros au titre de l'exercice 2017.

NOTE 17 INSTRUMENTS FINANCIERS

17.1 Actifs financiers

Principes comptables

Conformément aux principes de la norme IFRS 9 – *Instruments financiers*, les actifs financiers sont comptabilisés et évalués soit au coût amorti, soit à la juste valeur par capitaux propres, soit à la juste valeur par résultat en fonction des deux critères suivants :

- un premier critère relatif aux caractéristiques des flux de trésorerie contractuels de chaque instrument. L'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels vise à déterminer si ces flux sont «uniquement des remboursements de principal et des versements d'intérêts sur le principal restant dû» (dit test «SPPI» ou *Solely Payment of Principal and Interest*) ;
- un second critère relatif au modèle économique utilisé par l'entreprise pour gérer ses actifs financiers. La norme IFRS 9 définit trois modèles économiques différents. Un premier modèle économique dont l'objectif est de détenir des actifs afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, un deuxième modèle dont l'objectif économique est atteint à la fois par la perception de flux de trésorerie contractuels et par la vente d'actifs financiers et les «autres» modèles économiques.

L'identification du modèle économique et l'analyse des caractéristiques des flux de trésorerie contractuels nécessitent du jugement pour s'assurer que les actifs financiers sont classés dans la catégorie appropriée.

Lorsque l'actif financier est un placement dans un instrument de capitaux propres, et qu'il n'est pas détenu à des fins de transaction, le Groupe peut faire le choix irrévocable de présenter les profits et pertes sur ce placement en autres éléments du résultat global.

À l'exception des créances commerciales, qui sont évaluées conformément à leur prix de transaction au sens de la norme IFRS 15, les actifs financiers sont, lors de leur comptabilisation initiale, évalués à leur juste valeur majorée, dans le cas d'un actif financier qui n'est pas évalué à la juste valeur par résultat, des coûts de transaction directement attribuables à leur acquisition.

Lors de chaque clôture, les actifs financiers évalués selon la méthode du coût amorti ou à la juste valeur par capitaux propres (recyclable) font l'objet d'un test de dépréciation basé sur la méthode d'estimation des pertes de crédit attendues.

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions normatives évalués à leur juste valeur.

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

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	Notes	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	17.1	6 193	2 290	8 483	5 586	2 010	7 596
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		742	-	742	733	-	733
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		365	-	365	393	-	393
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 108	840	1 947	844	942	1 786
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		600	233	832	647	210	857
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		3 378	1 218	4 596	2 968	858	3 826
Créances commerciales et autres débiteurs	8.2	-	15 613	15 613	-	13 127	13 127
Actifs de contrats	8.2	-	7 411	7 411	-	6 930	6 930
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.1	-	8 700	8 700	-	8 929	8 929
Instruments financiers dérivés	17.4	2 693	10 679	13 372	2 949	7 378	10 326
TOTAL		8 886	44 692	53 578	8 535	38 374	46 908

(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»).

17.1.1 Autres actifs financiers

17.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres (OCI)

La norme IFRS 9 permet de faire le choix irrévocable de présenter dans les autres éléments du résultat global les variations de la juste valeur d'un placement dans un instrument de capitaux propres qui n'est pas détenu à des fins de transaction. Ce choix se fait instrument par instrument (c'est-à-dire, titre par titre). Les montants présentés dans les autres éléments du résultat global ne doivent pas être transférés ultérieurement au résultat y compris les résultats de cessions. La norme autorise cependant à transférer le cumul des profits et des pertes à une autre composante des capitaux propres. Les dividendes de tels placements sont comptabilisés en résultat à moins que le dividende ne représente clairement la récupération d'une partie du coût d'investissement.

Les instruments de capitaux propres comptabilisés dans cette rubrique concernent principalement les participations dans des sociétés non contrôlées par le Groupe et pour lesquelles l'option de valorisation par capitaux propres a été retenue compte tenu de leur caractère stratégique et long terme.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition, majorée des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, pour les instruments cotés, la juste valeur est déterminée sur base du cours de bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou de flux de trésorerie et la valeur de l'actif net.

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

Les instruments de capitaux propres qui sont détenus à des fins de transaction ou pour lesquels le Groupe n'a pas fait le choix d'une valorisation en juste valeur par les autres éléments du résultat global sont évalués à la juste valeur par le compte de résultat.

Cette catégorie inclut essentiellement des participations du Groupe dans des sociétés non contrôlées.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces instruments de capitaux propres sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement leur coût d'acquisition.

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments cotés et ceux non cotés, les mêmes règles d'évaluation que celles décrites ci-dessus s'appliquent.

<i>En millions d'euros</i>	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⁽¹⁾	733	393	1 127
Acquisitions	50	170	220
Cessions	(62)	(118)	(179)
Variations de juste valeur	35	(46)	(10)
Variations de périmètre, change et divers	(15)	(34)	(50)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	742	365	1 107

(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 instruments de capitaux propres détenus par le Groupe s'élèvent à 1 107 millions d'euros au 31 décembre 2018 dont 62 millions d'euros d'instruments cotés de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres.

Au 31 décembre 2018, la valeur nette comptable des instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres s'élève à 742 millions d'euros. Ce poste comprend principalement la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 478 millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2018, le Groupe a reçu 55 millions d'euros de dividendes comprenant 38 millions d'euros provenant d'instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux (dont 1 million d'euros concernant des titres cédés en 2018) et 15 millions d'euros provenant d'instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat (dont 3 millions d'euros concernant des titres cédés en 2018).

17.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

Les actifs financiers dont la détention s'inscrit dans un modèle économique mixte de collecte et vente et dont les flux contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs au principal et aux intérêts (dit «SPPI»), sont évalués à la juste valeur par OCI (recyclable). Ceci implique un modèle d'évaluation mixte par le compte de résultat pour les intérêts (au coût amorti en utilisant la méthode dite du taux d'intérêt effectif), les dépréciations et les gains ou pertes de change et par OCI (recyclable) pour les autres gains ou pertes.

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires et des placements financiers à terme (dépôts *step-up*).

Les gains ou pertes de valeur de ces instruments sont comptabilisées en autres éléments du résultat global (OCI), à l'exception des éléments suivants, qui sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Lorsque l'actif financier est décomptabilisé, le gain ou la perte cumulé qui était précédemment comptabilisé dans les autres éléments du résultat global est reclassé des capitaux propres en compte de résultat.

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers dont les flux de trésorerie contractuels ne sont pas uniquement constitués de paiements relatifs au principal et à ses intérêts (dit «SPPI») ou dont la détention s'inscrit dans un «autre» modèle économique sont évalués à leur juste valeur par le compte de résultat.

Les placements du Groupe dans des fonds du type OPCVM sont comptabilisés dans cette rubrique. Ils sont considérés comme des instruments de dette, au sens de la norme IAS 32 – *Instruments financiers : Présentation*, compte tenu de l'existence d'une obligation de rachat des parts chez l'émetteur, et ce, sur simple demande du détenteur. Ils sont évalués à la juste valeur par résultat car les caractéristiques des flux de trésorerie contractuels ne répondent pas au test dit SPPI.

<i>En millions d'euros</i>	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⁽¹⁾	884	621	902	236	2 643
Acquisitions	139	(73)	170	65	300
Cessions	(9)	(2)	(145)	-	(156)
Variations de juste valeur	33	(23)	-	3	14
Variations de périmètre, change et divers	(22)	3	(5)	3	(22)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	1 025	525	922	307	2 779

(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»).

Au 31 décembre 2018, les instruments de dette à la juste valeur s'élèvent à 2 779 millions d'euros et se répartissent entre 1 947 millions d'euros d'instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres et 832 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).

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2018 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 1 492 millions d'euros et des instruments liquides venant en réduction de la dette brute pour 1 229 millions d'euros (respectivement 1 441 millions d'euros et 1 138 millions d'euros au 31 décembre 2017).

17.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti**Principes comptables**

Les prêts et créances financières détenus par le Groupe dans le cadre d'un modèle économique consistant à détenir l'instrument afin d'en percevoir les flux de trésorerie contractuels, et dont les flux de trésorerie contractuels sont uniquement constitués de paiements relatifs à son principal et à ses intérêts (dit test «SPPI»), sont comptabilisés au coût amorti. Les intérêts sont calculés selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

- les produits d'intérêt déterminés sur base de la méthode du taux d'intérêt effectif ;
- les pertes et reprises de pertes calculées selon la méthode des pertes de crédit attendues ;
- les profits et pertes de change.

Les dépôts de garantie provenant des contrats de location sont également présentés dans cette rubrique. Ils sont comptabilisés à leur valeur nominale.

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	1 498	121	1 619	990	97	1 087
Autres créances au coût amorti	675	241	916	672	107	779
Créances de concessions	544	68	612	571	82	653
Créances de location financement	661	89	750	735	72	807
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	699	699	-	500	500
TOTAL	3 378	1 218	4 596	2 968	858	3 826

(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»).

L'augmentation du poste «Prêts et créances au coût amorti» en 2018 comprend 247 millions d'euros au titre du prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production. Ce poste comprend également le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 d'un nominal de 298 millions d'euros (avant prise en compte des intérêts capitalisés et de pertes de valeurs attendues).

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

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Brut	Coût amorti	Dépréciation & Perte de valeur attendue ⁽²⁾	Net	Brut	Coût amorti	Dépréciation & Perte de valeur attendue ⁽²⁾	Net
Prêts aux sociétés affiliées	1 808	86	(275)	1 619	1 293	19	(225)	1 087
Autres créances au coût amorti	924	1	(10)	916	789	-	(10)	779
Créances de concessions	614	-	(1)	612	655	-	(2)	653
Créances de location financement	783	1	(34)	750	839	1	(33)	807
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	699	-	-	699	500	-	-	500
TOTAL	4 827	88	(319)	4 596	4 076	21	(270)	3 826

(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) Dont des dépréciations de créances sur l'État argentin, revenant à SUEZ (cf. Note 28.1.1 «Concessions de Buenos Aires et Santa Fe»).

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti sont présentées dans la Note 18.2 «Risque de contrepartie».

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2018	263	(21)	(41)
Au 31 décembre 2017 ⁽¹⁾	248	(13)	(8)

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2018, comme au 31 décembre 2017, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

17.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

Les créances commerciales et autres débiteurs ainsi que les actifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2.

17.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

La trésorerie et les équivalents de trésorerie comprennent les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme facilement convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts bancaires sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

Les différents éléments de trésorerie et d'équivalents de trésorerie font l'objet d'un test de dépréciation conformément aux dispositions de la norme IFRS 9 sur les pertes de crédit attendues.

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 8 700 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 8 929 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (cf. chapitre 5 du Document de Référence) et non encore alloués à des projets éligibles.

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 121 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 141 millions d'euros au 31 décembre 2017. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 62 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2018 s'établit à +73 millions d'euros contre +104 millions d'euros en 2017.

17.1.4 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 20.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, a pour mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans la mesure où ceux-ci répondent à certains critères financiers et notamment en matière de qualité de crédit. La partie des fonds ne pouvant faire l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est, soit prêtée à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placée dans des actifs financiers de type obligations et SICAV.

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	512	516
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores Assets	40	41
Prêt à Sibelga	18	22
Autres prêts et créances au coût amorti	163	23
Instruments de dette - trésorerie soumise à restriction	163	23
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	1 539	1 483
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	47	41
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 025	861
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	467	580
TOTAL	2 214	2 022

(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 prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie soumise à restriction des OPCVM sont présentés dans l'état de situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres, instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres ou en instruments de dette à la juste valeur par résultat (cf. Note 17.1 «Actifs financiers»).

17.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2018, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2018, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2018 s'élève à 872 millions d'euros.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 447	3 602

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

17.2 Passifs financiers

Principes comptables

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces éléments sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc comptabilisés en résultat sur la durée de vie de l'emprunt sur la base du coût amorti.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

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

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2018 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	17.2	26 434	5 745	32 178	25 292	8 175	33 467
Fournisseurs et autres créanciers	17.2	-	19 759	19 759	-	16 404	16 404
Passifs de contrats	8.2	36	3 598	3 634	258	3 317	3 575
Instruments financiers dérivés	17.4	2 785	11 510	14 295	2 980	8 720	11 700
Autres passifs financiers	17.2	46	-	46	32	-	32
TOTAL		29 301	40 612	69 913	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»).

17.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Fournisseurs	19 192	15 983
Dettes sur immobilisations	568	422
TOTAL	19 759	16 404

(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»).

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

17.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2.

17.2.3 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 444	1 202	22 645	20 062	2 175	22 237
Emprunts bancaires	4 272	349	4 620	4 231	928	5 159
Titres négociables à court terme	-	2 894	2 894	-	3 889	3 889
Tirages sur facilités de crédit	33	33	66	26	21	47
Emprunts sur location-financement	262	118	380	330	152	483
Autres emprunts	74	51	125	65	56	121
EMPRUNTS	26 084	4 647	30 731	24 714	7 221	31 935
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	464	464	-	466	466
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	26 084	5 111	31 195	24 714	7 688	32 401
Impact du coût amorti	13	228	241	242	47	289
Impact de la couverture de juste valeur	337	2	339	336	29	365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	404	404	-	412	412
DETTES FINANCIÈRES	26 434	5 745	32 178	25 292	8 175	33 467

(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»).

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2018 à 33 651 millions d'euros pour une valeur comptable de 32 178 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 11 «Résultat financier».

Les informations sur les dettes financières nettes sont présentées dans la Note 17.3 «Endettement financier net».

17.2.4 Autres passifs financiers

Au 31 décembre 2018, les autres passifs financiers s'élèvent à 46 millions d'euros (32 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ils correspondent principalement à des dettes résultant de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence.

17.3 Endettement financier net

17.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017 ⁽¹⁾		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	26 084	5 111	31 195	24 714	7 688	32 401
Impact du coût amorti	13	228	241	242	47	289
Impact de la couverture de juste valeur ⁽²⁾	337	2	339	336	29	365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	404	404	-	412	412
DETTES FINANCIÈRES	26 434	5 745	32 178	25 292	8 175	33 467
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽³⁾	259	66	325	293	59	352
DETTE BRUTE	26 692	5 811	32 503	25 585	8 234	33 819
Actifs liés au financement	(53)	(1)	(53)	(59)	(1)	(60)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(699)	(699)	-	(500)	(500)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT ET APPELS DE MARGE	(53)	(700)	(752)	(59)	(501)	(559)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 700)	(8 700)	-	(8 929)	(8 929)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽³⁾	(678)	(42)	(720)	(610)	(63)	(673)
TRÉSORERIE ACTIVE	(678)	(8 742)	(9 420)	(610)	(8 992)	(9 602)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(235)	(995)	(1 230)	(30)	(1 108)	(1 138)
INSTRUMENTS LIQUIDES DE DETTE DESTINÉS AU PLACEMENT DE LA TRÉSORERIE	(235)	(995)	(1 230)	(30)	(1 108)	(1 138)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	25 727	(4 625)	21 102	24 887	(2 367)	22 520
Encours des dettes financières	26 084	5 111	31 195	24 714	7 688	32 401
Actifs liés au financement	(53)	(1)	(53)	(59)	(1)	(60)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(235)	(995)	(1 230)	(30)	(1 108)	(1 138)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 700)	(8 700)	-	(8 929)	(8 929)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	25 796	(4 584)	21 212	24 626	(2 351)	22 275

(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 20 788 millions d'euros au 31 décembre 2017 (cf. Notes 5.1.2 «Cession des activités exploration-production» et 5.1.4 «Cession des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL)»).

17.3.2 Réconciliation entre l'endettement financier net et les flux issus des activités de financement

En millions d'euros	31 déc. 2017 ⁽¹⁾	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2018
Encours des dettes financières	32 401	(589)	-	-	41	(658)	31 195
Impact du coût amorti	289	(20)	-	19	(12)	(35)	241
Impact de la couverture de juste valeur	365	-	-	(26)	-	-	339
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	412	(8)	-	-	-	-	404
DETTES FINANCIÈRES	33 467	(617)	-	(7)	29	(694)	32 178
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette	352	(76)	-	-	51	(2)	325
DETTE BRUTE	33 819	(693)	-	(7)	80	(696)	32 503
Actifs liés au financement	(60)	-	-	-	6	-	(53)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	(500)	(199)	-	-	-	-	(699)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT ET APPELS DE MARGE	(559)	(199)	-	-	6	-	(752)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 929)	-	(449)	-	93	585	(8 700)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette	(673)	89	-	29	(160)	(4)	(720)
TRÉSORERIE ACTIVE	(9 602)	89	(449)	29	(67)	580	(9 420)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(1 138)	(90)	-	(4)	-	3	(1 230)
INSTRUMENTS LIQUIDES DE DETTE DESTINÉS AU PLACEMENT DE LA TRÉSORERIE	(1 138)	(90)	-	(4)	-	3	(1 230)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	22 520	(894)	(449)	18	19	(113)	21 102

(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»).

17.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2018, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 19 millions d'euros, dont -124 millions d'euros sur le real brésilien compensés par une augmentation de la dette en dollar américain pour +151 millions d'euros.

Les variations de périmètre (y compris effet cash des acquisitions et cessions) ont généré une réduction nette de 2 605 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 938 millions d'euros, incluant notamment la cession des activités exploration-production, des activités amont de gaz naturel liquéfié, de la centrale de Loy yang B en Australie et des activités de distribution de gaz en Hongrie (cf. Note 5.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2018»);
- du classement en «Actifs destinés à être cédés» de Glow (cf. Note 5.2.1 «Projet de cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow») et d'actifs détenus par la société Langa (cf. Note 5.2.2 «Projet de cession d'actifs de la société Langa») se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 993 millions d'euros.
- des acquisitions réalisées en 2018 (principalement aux États-Unis avec l'acquisition de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables et des services, ainsi qu'en France avec l'acquisition du groupe Langa, de

Priora FM SA et une prise de participation majoritaire dans Electro Power Systems) qui ont accru l'endettement net de 2 326 millions d'euros (cf. Note 5.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2018»).

17.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 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 juin 2028 ;
- le 19 septembre 2018, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1 milliard d'euros :
 - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,875 % arrivant à échéance en septembre 2025,
 - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,875 % arrivant à échéance en septembre 2033 ;
- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours de l'année 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 1er juin 2018,
 - ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 150 millions d'euros portant un coupon de 3,046% et arrivé à échéance le 17 octobre 2018 ;
- les 5 juillet, 11 juillet et 16 octobre 2018, ENGIE SA a réalisé des émissions privées pour respectivement 75 millions d'euros, 85 millions de dollars australiens (53 millions d'euros) et 50 millions d'euros et arrivant respectivement à échéance en 2038, 2033 et 2027 ;
- le 6 juin 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 600 millions d'euros de titres super-subordonnés (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. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 juillet 2018 ;
- le 5 décembre 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 300 millions de livres sterling de titres super-subordonnés (soit un montant total de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros.
- le 12 décembre 2018, Electrabel SA a procédé au remboursement d'un emprunt bancaire de 300 millions d'euros portant un coupon variable Euribor 3 mois ;
- ENGIE Brasil Energia a réalisé les opérations suivantes :
 - 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 émis le 25 juillet 2018 deux emprunts obligataires pour un montant total de 746 millions de real brésilien (161 millions d'euros) comprenant 515 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2025 et 231 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2028,
 - ENGIE Brasil Energia a souscrit le 27 août 2018 à 11 emprunts bancaires en financement de projets de parc éoliens pour un montant total de 730 millions de real brésilien (153 millions d'euros) arrivant à échéance en 2035,
 - ENGIE Brasil Energia a souscrit en avril 2018 et en novembre 2018 à 4 emprunts bancaires d'un montant total de 400 millions de dollars américains comprenant 174 millions d'euros arrivant à échéance en 2020 et 174 millions d'euros arrivant à échéance en 2021,

- ENGIE Brasil Energia a souscrit en août 2018 et en décembre 2018 à des emprunts bancaires d'un montant de 635 millions de real brésilien (143 millions d'euros) arrivant à échéance en janvier 2036,
- 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).

17.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

Les instruments financiers dérivés sont évalués à leur juste valeur. Cette juste valeur est déterminée sur la base de données de marché, disponibles auprès de contributeurs externes. En l'absence de référence externe, une valorisation fondée sur des modèles internes reconnus par les intervenants sur le marché et privilégiant des données directement dérivées de données observables telles que des cotations de gré à gré sera utilisée.

La variation de juste valeur des instruments dérivés est enregistrée au compte de résultat sauf lorsqu'ils sont désignés comme instruments de couverture dans une couverture de flux de trésorerie ou d'un investissement net. Dans ce cas, les variations de valeur des instruments de couverture sont comptabilisées directement en capitaux propres, hors part inefficace des couvertures.

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (*cf. Note 18 – Risques liés aux instruments financiers*).

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent les contrats de type *swaps*, *options*, *futures*, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales» et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IFRS 9. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est conclu et maintenu en vue de la réception ou la livraison physique des matières premières, selon les besoins prévus par le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats similaires et que ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IFRS 9. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits «incorporés» sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat hybride comprenant également un contrat hôte non dérivé, qui a pour effet de faire varier certains des flux de trésorerie de l'instrument composé d'une manière similaire à un dérivé autonome.

Lorsqu'un contrat hybride comporte un contrat hôte qui est un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le Groupe applique les principes de présentation et d'évaluation décrit au paragraphe 17.1. à l'intégralité du contrat hybride.

A l'inverse, lorsque le contrat hybride comporte un contrat hôte qui n'est pas un actif entrant dans le champ d'application de la norme IFRS 9, le dérivé incorporé doit être séparé du contrat hôte et être comptabilisé en tant que dérivé si et seulement si :

- les caractéristiques économiques et les risques que présente le dérivé incorporé ne sont pas étroitement liés aux caractéristiques économiques et aux risques que présente le contrat hôte ;
- un instrument autonome qui comporterait les mêmes conditions que le dérivé incorporé entrerait dans la définition d'un dérivé ; et
- le contrat hybride n'est pas évalué à la juste valeur avec comptabilisation des variations de la juste valeur en résultat net (c'est-à-dire qu'un dérivé qui est incorporé dans un passif financier à la juste valeur par le biais du résultat net n'est pas séparé).

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Instruments dérivés de couverture : identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein d'une rubrique spécifique «*Mark-to-market*» ou «*MtM* sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et en résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois et en non courant pour les autres.

Évaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données du marché :

- la juste valeur des swaps de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des swaps de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix

du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;

- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des «pertes attendues» («*Expected loss*») et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit («*credit rating*») attribuées à chaque contrepartie (approche dite «des probabilités historiques»).

Les instruments financiers dérivés à l'actif et au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018						31 déc. 2017 ⁽¹⁾					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	678	42	720	259	66	325	610	63	673	293	59	352
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 409	10 608	12 018	1 311	11 405	12 716	1 532	7 231	8 763	1 475	8 544	10 018
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽²⁾	606	28	634	1 215	38	1 254	806	83	889	1 212	118	1 329
TOTAL	2 693	10 679	13 372	2 785	11 510	14 295	2 949	7 378	10 326	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.

17.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2018			31 déc. 2017				
En millions d'euros		Montant brut	MONTANT NET PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE ⁽²⁾	Autres accords de compensation ⁽³⁾	MONTANT NET TOTAL	Montant brut	MONTANT NET PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE ^(1,2)	Autres accords de compensation ⁽³⁾	MONTANT NET TOTAL
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	12 588	12 018	(8 409)	3 608	9 177	8 763	(5 061)	3 703
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 354	1 354	(384)	970	1 563	1 563	(315)	1 248
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(13 286)	(12 716)	10 448	(2 268)	(10 432)	(10 018)	7 221	(2 798)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 579)	(1 579)	601	(978)	(1 682)	(1 682)	393	(1 289)

(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) Montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

(3) Les autres accords de compensation comprennent les collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

17.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

17.5.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	3 887	1 554	-	2 332	3 493	976	277	1 937
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	742	62	-	680	733	55	-	678
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	365	-	-	365	393	37	-	356
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 947	1 025	-	922	1 786	884	-	902
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	832	467	-	365	580	-	277	-
Instruments financiers dérivés	13 372	38	12 912	422	10 326	21	9 993	313
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	720	-	720	-	673	-	673	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management⁽²⁾</i>	2 075	-	2 036	39	2 001	-	1 969	32
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading⁽²⁾</i>	9 943	38	9 522	383	6 763	21	6 461	281
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	634	-	634	-	889	-	889	-
TOTAL	17 259	1 593	12 912	2 754	13 820	997	10 270	2 249

(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 matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)

Au 31 décembre 2018, la variation des instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur de niveau 3 s'analyse comme suit :

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	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
Au 31 décembre 2017⁽¹⁾	678	356	902	277	2 213
Acquisitions	44	170	170	85	469
Cessions	(61)	(81)	(145)	(2)	(290)
Variations de juste valeur	34	(46)	-	-	(11)
Variations de périmètre, change et divers	(15)	(34)	(5)	6	(49)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	680	365	922	365	2 332
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					-

(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»).

Instruments financiers dérivés

Au 31 décembre 2018, la variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Net Actif/(Passif)
Au 31 décembre 2017	(188)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	29
Dénouements	87
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(6)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	(79)
Gains/(pertes) Day-One différés	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(83)

17.5.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	5 358	-	5 358	-	5 217	-	5 217	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	28 293	19 028	9 265	-	30 352	19 478	10 874	-
Instruments financiers dérivés	14 295	26	13 764	505	11 700	26	11 173	501
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	325	-	325	-	352	-	352	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management⁽²⁾</i>	2 124	-	2 075	49	2 210	-	2 140	70
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading⁽²⁾</i>	10 592	26	10 110	456	7 808	26	7 351	431
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 254	-	1 254	-	1 329	-	1 329	-
TOTAL	47 946	19 054	28 387	505	47 269	19 504	27 264	501

(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 matières premières classés en niveau 3 comprennent principalement des contrats d'approvisionnement long terme de gaz et un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

NOTE 18 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.

18.1 Risques de marché

18.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ; et
- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

18.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2018 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	60	-	307	197
Gaz naturel	+3 €/MWh	961	1	(17)	(48)
Electricité	+5 €/MWh	65	(26)	145	(30)
Charbon	+10 \$US/ton	9	2	33	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	37	1	53	-
EUR/USD	+10%	67	(2)	102	(233)
EUR/GBP	+10%	87	-	69	2

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

La variation de sensibilité sur le gaz naturel par rapport au 31 décembre 2017 est principalement liée à la cession des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) dont l'exposition vendeuse compensait l'exposition acheteuse des métiers de fourniture de gaz.

18.1.1.2 Activités de trading

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes.
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité et d'une partie de son portefeuille de contrats de ventes de gaz auprès des entités commercialisatrices en France et au Benelux et des centrales électriques en France et en Belgique.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 526 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 349 millions d'euros en 2017).

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

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

La *VaR* présentée ci-après correspond aux *VaR* globales des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2018	2018 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2018 ⁽²⁾	Minimum 2018 ⁽²⁾	2017 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	13	10	21	4	9

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

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

18.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*), en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, pour réduire les risques

sur matières premières liés principalement aux flux de trésorerie futurs de ventes et d'achats fermes ou anticipés de matières premières. Ces instruments peuvent être réglés en net ou par livraison physique.

Le Groupe n'applique la comptabilité de couverture telle que définie par IFRS 9 qu'à une petite partie des opérations de couverture précitées. La cession en 2018 des activités en amont de gaz naturel liquéfié et d'exploration-production du Groupe (participation de 70% dans EPI) a encore réduit la comptabilité de couverture pour les risques sur matières premières.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2018 et 2017 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 409	666	(1 311)	(813)	1 532	468	(1 475)	(736)
Couverture de flux de trésorerie	46	56	(61)	(129)	186	62	(208)	(110)
Autres instruments financiers dérivés	1 364	610	(1 249)	(684)	1 346	406	(1 267)	(625)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	9 943	-	(10 592)	-	6 763	-	(7 808)
TOTAL	1 409	10 608	(1 311)	(11 405)	1 532	7 231	(1 475)	(8 544)

(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»).

Se reporter également à la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

18.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	20	15	(1)	(3)	14	12	-	(10)
Electricité	1	3	(44)	(120)	3	7	(44)	(52)
Charbon	7	3	-	-	8	4	-	-
Pétrole	-	-	-	-	145	1	-	(1)
Autres ⁽²⁾	18	35	(16)	(6)	16	38	(164)	(47)
TOTAL	46	56	(61)	(129)	186	62	(208)	(110)

(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) Comprend essentiellement les couvertures de change sur matières premières.

Montants notionnels (nets)⁽¹⁾

Les montants notionnels des instruments de couverture de flux de trésorerie ainsi que leurs échéances sont indiqués ci-après :

	Unité	Total au 31 déc. 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	5 619	3 258	2 361	-	-	-	-
Electricité	GWh	(8 028)	(4 601)	(2 241)	(1 186)	-	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	220	128	92	-	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	-	-	-	-	-	-	-
Change	Millions d'euros	65	25	21	18	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	1 050	900	150	-	-	-	-

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Au 31 décembre 2018, une perte de 35 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre une perte de 24 millions d'euros au 31 décembre 2017). Une perte de 20 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2018 (contre une perte de 185 millions d'euros en 2017).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. L'impact représente un gain de 8 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre un impact négatif de 6 millions d'euros au 31 décembre 2017).

18.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

- les contrats de vente et d'achat de matières premières qui n'ont pas été mis en place ou ne continuent pas d'être détenus afin de donner lieu à un achat ou à une vente avec livraison de volumes auxquels s'attend le Groupe en matière d'achat, de vente ou d'utilisation dans le cadre de son exploitation ;
- les dérivés incorporés ; et
- les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IFRS 9 ou que le Groupe a décidé de ne pas qualifier de couverture.

18.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, et (iii) un risque translationnel qui provient de la conversion lors de la consolidation des éléments du bilan et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

18.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des dettes financières

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	68%	76%	69%	79%
USD	12%	14%	12%	11%
GBP	8%	1%	7%	0%
Autres devises	12%	9%	12%	10%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Endettement net

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	63%	75%	65%	80%
USD	15%	18%	16%	14%
GBP	12%	1%	9%	(1)%
Autres devises	10%	6%	10%	7%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

18.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) 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.

	31 déc. 2018		
	Impact sur le résultat	Impact sur les capitaux propres	
<i>En millions d'euros</i>	+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⁾	(18)	18	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽³⁾	NA	NA	137

(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.

18.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, la politique du Groupe est donc d'opérer un arbitrage entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*») au niveau de la dette nette du Groupe, la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2018, le Groupe dispose par ailleurs d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux d'intérêts à court terme en euros.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2019 et 2020, sur des maturités respectives de 18 et 10 ans.

18.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des dettes financières

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	23%	43%	29%	39%
Taux fixe	77%	57%	71%	61%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

Endettement net

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	(11)%	19%	(1)%	14%
Taux fixe	111%	81%	101%	86%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

18.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2018			
	Impact sur le résultat		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	(40)	39	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	51	(65)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	321	(412)

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

18.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- **Risque transactionnel lié aux opérations courantes**

Le risque transactionnel lié aux opérations courantes désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations de change sur l'activité et les opérations financières libellées dans une devise autre que la monnaie fonctionnelle.

La gestion du risque transactionnel lié aux opérations courantes est intégralement déléguée à toutes les filiales pour leurs activités, tandis que les risques liés aux activités centrales sont gérés au niveau du siège.

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume «sans regrets». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

Pour les risques FX associés aux activités financières, toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes. Les expositions sont suivies sur la base de la somme nette des éléments FX inscrits au bilan.

- **Risque transactionnel lié aux projets**

Le risque transactionnel lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX sur des opérations majeures particulières, telles que des projets d'investissements, des acquisitions, des cessions et des projets de restructurations, mettant en jeu plusieurs devises.

La gestion de ces risques FX comprend la définition et la mise en place de couvertures tenant compte de la probabilité de risque (y compris la probabilité de réalisation du projet) et de son évolution, ainsi que la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé. Le management a pour objectif de s'assurer de la viabilité et de la rentabilité des transactions.

- **Risque translationnel**

Le risque translationnel désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations FX pour les entités consolidées dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro, et concerne la conversion de leurs résultats et de leurs actifs nets.

Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls*, *puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

18.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

- **Risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe**

Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

- de protéger la viabilité à long terme des actifs ;
- d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité ; et
- de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe.

- **Risque de taux d'intérêt lié aux projets**

Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
 - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
 - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement de l'évolution de la qualité de crédit des contreparties et des charges liées, ainsi que des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

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

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe recourt aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2018 et 2017 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	678	42	(259)	(66)	610	63	(293)	(59)
<i>Couverture de juste valeur</i>	521	1	(29)	(1)	449	9	(38)	-
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	24	-	(191)	-	15	1	(191)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	133	42	(39)	(65)	147	53	(64)	(59)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	606	28	(1 215)	(38)	806	83	(1 212)	(118)
<i>Couverture de juste valeur</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	21	1	(284)	(4)	128	5	(375)	(37)
<i>Couverture d'investissement net</i>	1	-	(5)	-	54	-	(8)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	583	27	(927)	(34)	625	78	(830)	(80)
TOTAL	1 283	71	(1 474)	(105)	1 417	146	(1 505)	(177)

(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»).

Se reporter également à la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants relatifs au prix qui serait reçu pour la vente d'un actif ou payé pour le transfert d'un passif lors d'une transaction normale entre des intervenants de marché. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des notations de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Montant, échéances et incertitudes des flux de trésorerie futurs

Le tableau ci-après présente, au 31 décembre 2018, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture et, le cas échéant, le prix ou taux moyen de l'instrument de couverture.

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	AUD	(527)	(123)	(123)	(123)	(52)	(52)	(52)
			CHF	(954)	(399)	(399)	(155)	-	-	-
			EUR	(615)	(322)	(288)	(6)	-	-	-
			GBP	(13 808)	(2 041)	(2 041)	(1 789)	(1 789)	(1 230)	(4 919)
			HKD	(1 338)	(256)	(256)	(256)	(256)	(156)	(156)
			JPY	(993)	(358)	(358)	(278)	-	-	-
			NOK	(151)	(50)	(50)	(50)	-	-	-
			PEN	(967)	(263)	(263)	(252)	(189)	-	-
			USD	(2 281)	(1 053)	(1 097)	(44)	(44)	(44)	-
				Variable	CCS	USD	(580)	(262)	(318)	-
Acheteur	Fixe	CCS	CLP	13	7	6	-	-	-	-
			EUR	17 988	3 095	3 138	2 568	2 277	1 541	5 369
			GBP	550	286	259	5	-	-	-
			INR	58	-	58	-	-	-	-
			USD	1 030	289	286	260	195	-	-
	Variable	CCS	BRL	600	300	300	-	-	-	-
			EUR	2 633	1 180	1 180	273	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans		
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	2 000	1 000	1 000	-	-	-	-		
			HUF	1	-	-	-	-	-	-		
			IRS	AUD	2	2	-	-	-	-		
					CAD	-	-	-	-	-	-	
					CZK	16	4	4	3	2	1	
					EUR	38 495	5 671	7 324	8 197	6 157	3 660	7 486
					GBP	13	5	4	3	1	-	
					USD	2 526	831	705	292	249	201	248
					FRA	3 600	1 950	1 650	-	-	-	-
		Variable	IRS	BRL	675	250	250	176	-	-	-	
				EUR	45 484	13 056	11 751	7 589	5 972	2 482	4 635	

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Ces couvertures sont majoritairement à court terme ; leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 18.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,68%, présenté dans la Note 11.1 «Coût de la dette nette».

Effets de la comptabilité de couverture sur la situation financière et la performance du Groupe

Les tableaux suivants présentent :

- les valeurs comptables des instruments de couverture (actifs financiers séparément des passifs financiers), avec une référence au poste de l'état de situation financière comprenant l'instrument de couverture ;
- les valeurs nominales des instruments de couverture.

Dérivés de change

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017		
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	45	(380)	(335)	3 268	(167)	3 285
Couverture d'investissement net	1	(5)	(3)	1 114	47	3 370
Dérivés non qualifiés de couverture	82	(105)	(23)	10 996	(76)	5 161
TOTAL	128	(489)	(361)	15 379	(197)	11 815

Dérivés de taux

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017		
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	521	(30)	491	4 846	420	4 941
Couverture de flux de trésorerie	1	(99)	(98)	1 434	(287)	1 550
Dérivés non qualifiés de couverture	703	(960)	(257)	25 216	(55)	21 792
TOTAL	1 226	(1 090)	136	31 496	78	28 283

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

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2018 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Couverture de juste valeur

Les tableaux suivants sur les couvertures de juste valeur présentent :

- les valeurs comptables des éléments couverts et les montants cumulés des ajustements de juste valeur inclus dans ces valeurs comptables (actifs financiers séparément des passifs) avec une référence au poste de l'état de situation financière comprenant l'instrument de couverture ;
- les valeurs nominales des instruments de couverture ;
- le montant cumulé des ajustements de juste valeur de la couverture restant dans l'état de situation financière pour les éléments couverts qui ont cessé d'être ajustés au titre des profits et des pertes de couverture conformément au paragraphe 6.5.10 d'IFRS 9 ; et
- la part inefficace de la couverture comptabilisée en résultat.

En millions d'euros	Nominal	Juste valeur	Ligne de l'état de situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace ⁽¹⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat	Ligne du compte de résultat
Instruments de couverture	4 941	420	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	420	(2)	Coût de la dette nette

En millions d'euros	Encours	Impact de la couverture de juste valeur ^(1,2)	Ligne de l'état de situation financière	Variation de valeur utilisée pour déterminer la part inefficace
Éléments couverts	4 951	365	Emprunts à long terme et court terme	142

- (1) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.
- (2) Dont 153 millions d'euros liés à des éléments de couverture qui ont cessé d'être ajustés du fait de la déqualification de la relation de couverture de juste valeur.

Couverture des flux de trésorerie

Les tableaux suivants sur les couvertures de flux de trésorerie présentent :

- la variation de la juste valeur de l'élément couvert servant de base pour comptabiliser la part inefficace de la couverture pour la période ;
- les soldes de la réserve de couverture des flux de trésorerie pour les couvertures poursuivies ;
- les soldes restant dans la réserve de couverture des flux de trésorerie pour les relations de couverture devenues pour lesquelles la comptabilité de couverture n'est plus appliquée ;
- la part inefficace de la couverture comptabilisée en résultat ; et
- les gains et pertes comptabilisés en et reclassés des capitaux propres.

En millions d'euros	Nominal	Juste valeur	Ligne de l'état de situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres ⁽¹⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat	Montant reclassé des capitaux propres en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat
Instruments de couverture	4 835	(454)	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette / aux autres éléments	(291)	65	(1)	Autres produits et charges financiers / Résultat des activités opérationnelles	127	Autres produits et charges financiers / Résultat des activités opérationnelles
<i>(1) Gains/(pertes).</i>									

En millions d'euros	Variation de valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Réserves de couverture de flux de trésorerie - comptabilité de couverture poursuivie	Réserves de couverture de flux de trésorerie - comptabilité de couverture abandonnée
Éléments couverts	290	(265)	(459)

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie est la suivante :

Au 31 décembre 2018

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(433)	4	(25)	(28)	(12)	(13)	(360)

Au 31 décembre 2017

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(454)	(49)	(31)	(62)	(29)	(22)	(261)

Couverture d'investissement net

Les tableaux suivants sur les couvertures d'investissement net présentent :

- les variations de la juste valeur de l'élément couvert servant de base pour comptabiliser la part inefficace de la couverture pour la période ;
- les soldes de la réserve de conversion pour les couvertures poursuivies ;
- les soldes restant dans la réserve de conversion pour les relations de couverture pour lesquelles la comptabilité de couverture n'est plus appliquée ;
- la part inefficace de la couverture comptabilisée en résultat ; et
- les gains et pertes comptabilisés en et reclassés des capitaux propres

En millions d'euros	Nominal	Juste valeur	Ligne de l'état de situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres ⁽¹⁾	Part inefficace comptabilisée en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat	Montant reclassé des capitaux propres en résultat ⁽¹⁾	Ligne du compte de résultat
Instruments de couverture	3 370	47	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	3	25	-	Autres produits et charges financiers	(32)	Résultat des activités opérationnelles
<i>(1) Gains/(pertes).</i>									

<i>En millions d'euros</i>	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Réserves de couverture de d'investissement net - comptabilité de couverture poursuivie	Réserves de couverture d'investissement net - comptabilité de couverture abandonnée
Éléments couverts	(3)	(313)	NA

Montants présentés dans l'état des variations de capitaux propres et du résultat global

Le tableau ci-après présente un rapprochement de chaque composante des capitaux propres et une analyse des autres éléments du résultat global :

<i>En millions d'euros</i>	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette - couverture du risque de change ⁽¹⁾	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de taux d'intérêt ⁽¹⁾	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change ⁽²⁾	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change ⁽²⁾
Au 31 décembre 2017	46	(562)	(18)	(320)
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(72)		7	(25)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	(156)		29	32
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	1	5	(3)	-
Au 31 DÉCEMBRE 2018	46	(741)	(28)	(313)

(1) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des périodes données.

(2) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des transactions données.

18.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaut de ses contreparties (clients, fournisseurs, entrepreneurs EPC (*engineering, procurement, construction*), partenaires, intermédiaires, banques). Un défaut peut affecter les paiements, la livraison des marchandises et/ou la performance des actifs.

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers desquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :

- des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
 - o contreparties publiques ou privées,
 - o contreparties domestiques ou BtoB,
 - o géographie,
 - o type d'activité,
 - o taille de la contrepartie, et
 - o tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
- les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
 - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants ;
 - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
 - o une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),
 - o une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
 - o une évolution du risque politique ou du risque pays, et
 - o tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale.

- phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
 - o lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
 - o lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
 - o lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : $EAD \times PD \times LGD$, où

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et

- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75 % pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30 %.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

18.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de compensation et appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BU la gestion de ces risques, alors que le Groupe continue à gérer de manière centralisée les expositions des contreparties les plus importantes.

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité,...) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

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

18.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Les tableaux ci-dessous relatifs à l'exposition au risque de crédit des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» présentent :

- une ventilation de l'encours en fonction de l'approche retenue (individuelle ou collective) pour le suivi des pertes de valeur attendues ;
- pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche individuelle, une ventilation de l'encours par :
 - niveau de risque (niveaux 1, 2 et 3),
 - type de contreparties (*investment grade* vs. autres) ;

- pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche collective une analyse de l'encours distinguant les montants échus et les montants ni échus ni dépréciés.

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent respectivement à 2 547 millions d'euros et 13 millions d'euros au 31 décembre 2018 pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» (contre 2 114 millions d'euros et 12 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La répartition de l'encours en fonction de l'approche retenue pour le suivi des pertes de valeur attendues est la suivante :

En millions d'euros		31 déc. 2018			31 déc. 2017		
		Approche individuelle	Approche collective	Total	Approche individuelle	Approche collective	Total
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	10 339	3 804	14 142	8 548	3 546	12 094
	Pertes de valeur attendues	(323)	(754)	(1 076)	(352)	(729)	(1 081)
TOTAL		10 016	3 050	13 066	8 196	2 817	11 013
Actifs de contrats	Brut	3 052	4 381	7 432	2 757	4 073	6 831
	Pertes de valeur attendues	(7)	(1)	(8)	(7)	(5)	(12)
TOTAL		3 045	4 379	7 424	2 750	4 068	6 818

Approche individuelle

L'encours des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche individuelle se répartit de la manière suivante entre les différents niveaux de risque :

En millions d'euros		31 déc. 2018				31 déc. 2017			
		Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 694	422	222	10 339	7 821	455	272	8 548
	Pertes de valeur attendues	(107)	(71)	(145)	(323)	(103)	(76)	(173)	(352)
TOTAL		9 587	352	77	10 016	7 718	379	99	8 196
Actifs de contrats	Brut	2 730	261	61	3 052	2 047	507	203	2 757
	Pertes de valeur attendues	(6)	-	(1)	(7)	(5)	-	(1)	(7)
TOTAL		2 725	261	59	3 045	2 042	507	202	2 750

L'encours des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche individuelle se répartit par type de contreparties de la manière suivante :

En millions d'euros		31 déc. 2018			31 déc. 2017		
		Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 161	1 178	10 339	7 258	1 290	8 548
	Pertes de valeur attendues	(205)	(118)	(323)	(164)	(189)	(352)
TOTAL		8 956	1 060	10 016	7 094	1 101	8 196
Actifs de contrats	Brut	2 358	694	3 052	1 780	977	2 757
	Pertes de valeur attendues	(4)	(3)	(7)	(6)	(1)	(7)
TOTAL		2 354	691	3 045	1 774	976	2 750

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

Approche collective

L'encours des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche collective dont l'échéance est échue est analysé ci-après :

En millions d'euros		0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	730	146	368	1 243
	Pertes de valeur attendues	(18)	(19)	(243)	(281)
TOTAL		711	126	125	962
Actifs de contrats	Brut	34	3	4	42
	Pertes de valeur attendues	-	-	-	-
TOTAL		34	3	4	42

En millions d'euros		0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2017
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	730	135	517	1 381
	Pertes de valeur attendues	(19)	(26)	(230)	(274)
TOTAL		711	109	287	1 107
Actifs de contrats	Brut	75	-	-	75
	Pertes de valeur attendues	-	-	-	-
TOTAL		75	-	-	75

18.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

En millions d'euros	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽³⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	9 325	12 027	7 309	8 764
Exposition nette ⁽²⁾	2 701	3 683	2 913	3 705
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	73,4%		78,6%	

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

(2) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

(3) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

18.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs structures financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition aux risques de contrepartie, le Groupe a renforcé son recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting*) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge).

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

18.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Les tableaux ci-dessous relatifs à l'exposition au risque de crédit des «Prêts et créances au coût amorti» présentent :

- une ventilation de l'encours par niveau de risque (niveaux 1, 2 et 3) ;
- par type de contreparties (*investment grade* vs. autres).

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 809 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 533 millions au 31 décembre 2017).

L'encours des «Prêts et créances au coût amorti» se répartit de la manière suivante entre les différents niveaux de risque :

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017			
	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total
Brut	3 402	466	233	4 100	2 799	517	245	3 561
Pertes de valeur attendues	(91)	-	(227)	(319)	(36)	-	(232)	(269)
TOTAL	3 311	466	5	3 781	2 763	517	13	3 293

L'encours des «Prêts et créances au coût amorti» suivis selon une approche individuelle se répartit par type de contreparties de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2018			31 déc. 2017		
	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total
Brut	2 003	2 098	4 100	2 079	1 482	3 561
Pertes de valeur attendues	(86)	(233)	(319)	(21)	(247)	(269)
TOTAL	1 917	1 865	3 781	2 058	1 235	3 293

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's.

18.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents de trésorerie et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque découle de la juste valeur positive. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

Au 31 décembre 2018, le total des encours exposés au risque crédit est de 9 634 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition	9 634	85,0%	6,0%	8,0%	10 009	84,0%	9,0%	7,0%

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

(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2018, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 29% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

18.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

Les excédents portés par les véhicules centraux sont gérés dans le cadre d'une politique unique, et ceux ne pouvant être centralisés sont investis sur des supports sélectionnés au cas par cas en fonction des contraintes des marchés financiers locaux et de la solidité financière des contreparties.

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2018, 78% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 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 22 645 millions d'euros de dettes obligataires, soit 74% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représentent 9% de la dette brute et s'élèvent à 2 894 millions d'euros au 31 décembre 2018. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie s'élève à 9 935 millions d'euros au 31 décembre 2018 dont 70% placés dans la zone euro.

Le Groupe dispose également de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 13 297 millions d'euros au 31 décembre 2018, dont 13 232 millions d'euros de lignes disponibles. 95% des lignes de crédit disponibles sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

Au 31 décembre 2018, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place.

18.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 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 :

Au 31 décembre 2018

<i>En millions d'euros</i>	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	22 645	1 202	2 496	1 778	2 613	2 675	11 882
Emprunts bancaires	4 620	349	952	411	401	345	2 163
Titres négociables à court terme	2 894	2 894	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	66	33	17	2	2	2	11
Emprunts sur location-financement	380	118	92	82	10	9	70
Autres emprunts	125	51	20	19	4	5	26
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	464	464	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	31 195	5 111	3 577	2 291	3 030	3 035	14 152
Actifs liés au financement	(53)	(1)	(5)	(2)	-	-	(46)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(1 230)	(1 230)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 706)	(8 706)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	21 206	(4 825)	3 572	2 290	3 029	3 034	14 106

Au 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	32 427	7 714	1 408	3 380	2 239	3 070	14 617
Actifs liés au financement, instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie et trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 128)	(10 069)	-	(3)	(2)	-	(54)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	22 300	(2 355)	1 408	3 377	2 237	3 070	14 563

Au 31 décembre 2018, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

Au 31 décembre 2018

<i>En millions d'euros</i>	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 335	894	825	734	619	534	5 730

Au 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 500	930	808	741	651	531	5 839

Au 31 décembre 2018, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

Au 31 décembre 2018

<i>En millions d'euros</i>	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(138)	(16)	37	93	59	(29)	(282)

Au 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(105)	(156)	(106)	(62)	(55)	(12)	286

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

Au 31 décembre 2018

<i>En millions d'euros</i>	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 232	760	1 263	429	5 514	5 012	255

Parmi ces programmes disponibles, 2 894 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2018, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

Au 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 389	704	540	1 421	5 018	5 515	191

18.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non-actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

Au 31 décembre 2018

<i>En millions d'euros</i>	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 114)	(811)	(780)	(342)	(108)	(37)	(36)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(10 579)	(10 579)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 080	672	937	306	126	32	6
<i>afférents aux activités de trading</i>	9 952	9 952	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2018	(661)	(766)	157	(36)	18	(5)	(30)

Au 31 décembre 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(2 179)	(713)	(858)	(374)	(172)	(49)	(12)
afférents aux activités de trading	(7 801)	(7 801)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 018	463	794	433	220	56	52
afférents aux activités de trading	6 770	6 770	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017	(1 192)	(1 281)	(64)	59	48	7	40

18.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des secteurs reportables GEM, Amérique latine et Amérique du nord (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2018	2019	2020-2023	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2017
Achats fermes	(3 070)	(500)	(994)	(1 576)	(5 680)
Ventes fermes	1 329	337	503	489	2 046

NOTE 19 ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES

19.1 Informations sur le capital social et les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables <i>(en millions d'euros)</i>		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions
AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	(37 522 838)	2 397 762 173	2 435	32 506	(761)
Achat/vente d'actions propres		(9 335 181)	(9 335 181)			(122)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	2 435 285 011	(46 858 019)	2 388 426 992	2 435	32 506	(883)
Offre Link 2018	6 036 166	26 655 602	32 691 768	6	60	459
Annulation actions propres	(6 036 166)	6 036 166	-	(6)		81
Rachat actions propres à l'Etat français		(11 111 111)	(11 111 111)			(152)
Attribution actions gratuites		1 386 192	1 386 192			35
AU 31 DÉCEMBRE 2018	2 435 285 011	(23 891 170)	2 411 393 841	2 435	32 565	(460)

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2018 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «Link 2018». Au total, 30,9 millions d'actions ont été souscrites, et 1,8 million d'actions ont été attribuées gratuitement au titre de l'abondement, soit un total de 32,7 millions d'actions. Le 2 août 2018, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 26,7 millions d'actions aux salariés, dont 22,2 millions provenant d'actions rachetés à l'État en septembre 2017 pour 153 millions d'euros et en juillet 2018 pour 152 millions d'euros, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 66 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 6 millions d'euros de capital et 60 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 81 millions d'euros soit une réduction de 6 millions d'euros du capital et 75 millions d'euros imputés sur les réserves ;
- et des livraisons d'actions propres à hauteur de 1,4 million d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2017 résulte d'acquisitions nettes d'actions propres à hauteur de 9 millions d'actions, principalement suite aux titres rachetés à l'État français dans le cadre de son programme de cessions d'actions (soit 0,46% du capital d'ENGIE). Ces actions ont été affectées aux opérations d'épargne salariale prévues par le Groupe.

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

Au 31 décembre 2017, le dernier plan d'options d'achat d'actions en vigueur a pris fin.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 24 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

19.1.2 Actions propres

Principes comptables

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 7,3 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 30 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2018, le Groupe détient 23,9 millions d'actions propres intégralement affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150 millions d'euros.

19.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 36 547 millions d'euros au 31 décembre 2018, dont 32 565 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt ainsi que la variation de la juste valeur des instruments de capitaux propres évaluée par les autres éléments du résultat global net d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

Les pertes et gains actuariels cumulés part du Groupe représentent -3 275 millions d'euros au 31 décembre 2018 (-3 095 millions d'euros au 31 décembre 2017) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 790 millions d'euros au 31 décembre 2018 (744 millions d'euros au 31 décembre 2017).

19.2.1 Émission de 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. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 juillet 2018.

Le 5 décembre 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 300 millions de livres sterling (soit un montant total de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, l'encours des titres super-subordonnés s'élève à 3,750 million d'euros.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 145 millions d'euros payés en 2018, sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

19.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 33 320 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 33 969 millions d'euros au 31 décembre 2017) après déduction de l'acompte sur dividende payé le 12 octobre 2018 pour un montant total de 892 millions d'euros, dont 32 565 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

19.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2017 et 2018.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
Au titre de l'exercice 2017		
Acompte (payé le 13 octobre 2017)	836	0,35
Solde du dividende au titre de 2017 (payé le 24 mai 2018)	836	0,35
Solde du dividende majoré au titre de 2017 (payé le 24 mai 2018)	11	0,07
Au titre de l'exercice 2018		
Acompte (payé le 12 octobre 2018)	892	0,37

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, ENGIE SA a réglé en numéraire le 24 mai 2018, pour un montant de 836 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. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 26 juillet 2018 a décidé la mise en paiement le 12 octobre 2018 d'un acompte sur dividende de 0,37 euro par action pour un montant total de 892 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2018

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 de verser un dividende unitaire de 1,12 euro par action soit un montant total de 2 701 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2018. Ce dividende unitaire proposé comporte un dividende ordinaire de 0,75 euro par action et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2018 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2018. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2018, cette majoration est évaluée à 24 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 17 mai 2019, le dividende, net de l'acompte versé (892 millions d'euros), dont le coupon détaché le 21 mai 2019, sera payé le 23 mai 2019 à la suite de l'Assemblée Générale pour un montant estimé de 1 809 millions d'euros hors majoration. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2018, les états financiers à fin 2018 étant présentés avant affectation.

19.3 Total gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Instruments de dette	28	(1)
Couverture d'investissement net	(313)	(320)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(725)	(542)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(30)	(37)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	244	201
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(223)	(473)
Écarts de conversion	(1 130)	(1 063)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(6)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(2 149)	(2 240)

(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»).

19.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 19.1.2 «Actions propres»), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 20 PROVISIONS

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour reconstitution de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des sites de production nucléaires, de même que celles liées au démantèlement des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) (cf. Note 20.2) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) (cf. Notes 20.2 et 20.3) ;
- ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

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	31 déc. 2018	Non courant	Courant
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 142	294	(399)	(8)	-	113	(9)	238	6 371	6 264	107
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	5 914	102	(52)	-	-	207	-	-	6 170	6 114	57
Démantèlement des installations ⁽²⁾	5 728	52	(73)	-	(58)	209	(4)	227	6 081	6 081	-
Reconstitution de sites	313	6	(14)	-	(81)	3	(6)	1	222	222	1
Litiges, réclamations et risques fiscaux	703	97	(107)	(86)	12	2	(8)	17	629	16	613
Autres risques	2 915	331	(673)	(79)	(199)	20	1	23	2 340	497	1 842
TOTAL PROVISIONS	21 715	882	(1 317)	(173)	(327)	554	(26)	505	21 813	19 194	2 620

(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) Dont 5 337 millions d'euros 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 la dette actuarielle, nette des produits d'intérêts des 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.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2018
Résultat des activités opérationnelles	555
Autres produits et charges financiers	(541)
Impôts	59
Résultat des activités abandonnées	(18)
TOTAL	55

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

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

Pour une description des principaux régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, se reporter à la Note 21 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

20.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion du combustible nucléaire usé et au démantèlement des centrales nucléaires.

20.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires (cf. Note 17.1.4 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées»).

Pour permettre à la CPN de remplir ses missions, conformément à la loi, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

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

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

Les provisions relatives aux installations de production nucléaire sont établies en tenant compte du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités.

Ces provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés, à l'exception des éléments décrits en 20.2.2 ci-après.

L'évaluation des provisions intègre également des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié, étant précisé que des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Ainsi, le Groupe considère que les provisions telles qu'approuvées par la CPN prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

Compte tenu des précisions apportées aux notes 20.2.2 et 20.2.3 ci-après, les caractéristiques de base retenues pour l'évaluation des provisions (scénario industriel de gestion, programme et calendrier de mise en œuvre, analyses techniques détaillées - inventaires physiques et radiologiques - estimation du montant et échéancier des dépenses, de même que taux d'actualisation) correspondent à celles approuvées par la CPN en 2016.

En conséquence, l'évolution en 2018 des provisions dans les états financiers du Groupe est essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

20.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié :

- soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement,
- soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement.

ENGIE considère dans son évaluation que le scénario «mixte» retenu par la CPN en 2016 continue de s'appliquer : une partie du combustible, soit environ le quart des quantités totales, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Par ailleurs, l'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des 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).

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

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,5%. Il tient compte d'une inflation de 2,0% (taux réel de 1,5%). Il est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient, cependant, différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement :

- concernant le scénario de retraitement partiel, le cadre réglementaire belge actuel ne définit pas les modalités de gestion des déchets nucléaires ; suite à une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, le retraitement du combustible irradié a été suspendu. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Dans son avis de 2016, la CPN a recommandé que les actions nécessaires soient formellement initiées afin d'assurer la concrétisation du scénario de retraitement partiel.

Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et approuvé par la CPN.

- le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision entre le dépôt géologique profond ou l'entreposage de longue durée des déchets de moyenne et haute activité. Conformément à la Directive Européenne, le gouvernement a transmis à la Commission Européenne en 2015 un projet de programme national pour la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, qui a ensuite fait l'objet d'un arrêté ministériel en 2016, intégrant une hypothèse de dépôt en couche géologique profonde dans l'argile de Boom. Cette hypothèse a été retenue par la CPN en 2016 bien qu'il n'y ait pas, à ce jour, de site qualifié en Belgique pour l'enfouissement. La CPN a toutefois invité à aboutir à un scénario reprenant un concept d'installations de stockage pouvant être considéré par les autorités comme susceptible de faire l'objet d'une autorisation.

Dans ce contexte, le Conseil d'Administration de l'ONDRAF a adopté en 2018 un nouveau scénario de référence pour le stockage géologique de ces déchets, basé sur une nouvelle architecture ainsi qu'une profondeur d'enfouissement potentiellement augmentée, sous condition qu'un site compatible puisse être identifié en Belgique. Sur ces bases, 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 déterminé les nouvelles redevances pour la gestion et l'entreposage des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Celles-ci ont été approuvées par le Conseil d'Administration de l'ONDRAF du 28 septembre 2018 et notifiées à la CPN ainsi qu'à Synatom, mais doivent encore être retranscrites dans des conventions à établir entre l'ONDRAF et les producteurs de déchets nucléaires, dont Electrabel et Synatom.

Le nouveau dispositif technique induit :

- d'une part, des coûts estimés à 8,0 milliards d'euros, exprimés aux conditions économiques de 2017, soit un doublement des coûts du stockage géologique de ces déchets par rapport aux hypothèses de coûts utilisées dans le cadre du dossier CPN de 2016. Ce montant s'entend après prise en compte d'optimisations techniques pour 2,7 milliards d'euros, exprimés aux conditions économiques de 2017, à confirmer par un groupe de travail dédié d'ici 2020.
- d'autre part, des reports significatifs dans l'échéancier d'engagement des différentes dépenses relatives au conditionnement et au stockage des déchets nucléaires. Ces reports peuvent aller jusqu'à 35 ans pour certaines catégories de dépenses, notamment pour les installations de conditionnement du combustible irradié et celles pour l'évacuation du combustible conditionné ; un tel décalage dans le temps, se traduisant par une diminution de la valeur actuelle nette des dépenses, a pour effet de réduire l'incidence de l'augmentation des coûts d'enfouissement sur l'évaluation des provisions nucléaires.

L'ONDRAF a invité la CPN à s'assurer que les provisions permettent de faire face aux dépenses liées à l'aval du cycle dans le cas où les optimisations soumises à expertise ne se concrétiseraient pas.

Compte tenu de l'évolution attendue des hypothèses de coût du stockage géologique des déchets, de volumes retraités, des coûts unitaires du retraitement et du calendrier des opérations, le Groupe estime, sur la base des informations disponibles à ce jour, que l'incidence du nouveau scénario technique sur la provision pour aval du cycle ne devrait pas être de nature à modifier de façon significative le montant actualisé de ses engagements en la matière, tel qu'estimé aujourd'hui.

Le montant des provisions pour la gestion du combustible irradié au 31 décembre 2018 reste donc basé sur les scénarios industriels et l'évaluation des *cash flows* approuvés par la CPN en décembre 2016 dans le cadre de la dernière révision triennale.

La nouvelle évaluation, tenant compte des nouvelles redevances et du nouveau calendrier, sera intégrée dans la proposition de Synatom à la CPN, soumise au plus tard lors de la révision triennale des provisions qui interviendra en 2019.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation. Sur la base du nouveau scénario notifié par l'ONDRAF :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 140 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans du conditionnement et de l'évacuation en stockage géologique des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie par l'ONDRAF aurait un impact à la hausse de quelque 90 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant comparable ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 190 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

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

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 3,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquençement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Les hypothèses retenues ont un impact majeur sur les coûts associés à leur mise en place. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la CPN.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 60 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.3 Démantèlements des installations non nucléaires et reconstitution de sites

20.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

20.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Suite à la décision du Groupe et de son partenaire Mitsui annoncée en novembre 2016 de fermer la centrale à charbon d'Hazelwood (1 600 MW – entité détenue à 72% et depuis septembre 2018 consolidée en tant qu'activité conjointe en lieu et place de l'intégration globale), la mine de charbon attenante est fermée depuis fin mars 2017.

Au 31 décembre 2018, la provision en part groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 310 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et comprennent une réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme, la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, un suivi des incidences environnementales et des plans de remédiations associés ainsi qu'une surveillance du site réhabilité sur le long terme.

Plusieurs lois qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois, étaient ou sont actuellement en cours de réforme. Par conséquent les obligations réglementaires finales pourraient être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 4,22%.

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

20.4 Litiges et risques fiscaux

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

20.5 Autres risques

Ce poste comprend notamment les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de réservation de capacité de stockage et transport comptabilisés en 2017 (*cf. Note 10.5*).

NOTE 21 AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

Principes comptables

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

21.1 Description des principaux régimes de retraite

21.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1^{er} janvier 2005, le fonctionnement du régime d'assurance vieillesse, invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles des IEG est assuré par la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé, doté de la personnalité morale et placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la sécurité sociale et du budget.

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

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

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

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

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

Au 31 décembre 2018, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,2 milliards d'euros.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 20 ans.

21.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, ENGIE CC et partiellement ENGIE Energy Management.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2018. La durée moyenne de ces régimes est de 10 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1^{er} janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1^{er} janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2018, le taux minimum garanti est de 1.75%.

La charge comptabilisée en 2018 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 24 millions d'euros contre 31 millions d'euros en 2017.

21.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

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

La charge comptabilisée en 2018 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2017 et s'élève à 70 millions.

21.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

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

21.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- l'avantage en nature énergie ;
- les indemnités de fin de carrière ;
- les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- les indemnités de capital décès ;

Avantages à long terme :

- les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

21.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,0 milliards d'euros au 31 décembre 2018. La durée de l'engagement est de 21 ans.

21.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

21.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

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

21.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

21.2.3 Autres conventions

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

21.3 Plans à prestations définies

21.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
Au 31 décembre 2016	(6 422)	69	130
Différence de change	31	17	-
Transfert en « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente »	233		
Variations de périmètre et autres	(86)	8	-
Pertes et gains actuariels	92	5	13
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(427)	(50)	3
Charge de l'exercice des activités non poursuivies	(28)	-	-
Plafonnement d'actifs	2	-	-
Cotisations/prestations payées	464	53	12
Au 31 décembre 2017	(6 142)	101	159
Différence de change	(22)	-	-
Variations de périmètre et autres	95	(26)	(12)
Pertes et gains actuariels	(237)	7	8
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(457)	(68)	3
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	392	93	11
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(6 371)	108	168

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

La charge de l'exercice s'élève à 525 millions d'euros en 2018 (477 millions d'euros en 2017). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 21.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 97% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2018 (contre 96% au 31 décembre 2017).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 472 millions d'euros au 31 décembre 2018, contre 3 327 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent une perte actuarielle de 231 millions d'euros en 2018 et un gain actuariel de 99 millions d'euros en 2017.

21.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

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

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017				
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dettes actuarielle début de période	(7 653)	(3 739)	(539)	(11 931)	(7 945)	(3 731)	(556)	(12 232)	
Coût des services rendus de la période	(308)	(62)	(42)	(412)	(278)	(57)	(46)	(381)	
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(165)	(73)	(8)	(245)	(189)	(73)	(9)	(271)	
Cotisations versées	(16)	-	-	(16)	(13)	-	-	(13)	
Modification de régime	(3)	(5)	10	2	(7)	-	-	(7)	
Variations de périmètre	(37)	31	49	43	3	1	5	9	
Réductions / cessations de régimes	1	-	-	1	6	-	-	6	
Événements exceptionnels	-	2	-	2	-	(2)	-	(2)	
Pertes et gains actuariels financiers	(44)	(35)	(1)	(80)	23	(53)	23	(8)	
Pertes et gains actuariels démographiques	101	1	1	103	(195)	1	(8)	(201)	
Prestations payées	397	97	40	533	498	129	46	673	
Transfert en « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente »	-	-	-	-	404	44	6	454	
Autres (dont écarts de conversion)	16	(11)	(10)	(5)	39	1	-	40	
Dettes actuarielle fin de période	A	(7 712)	(3 794)	(499)	(12 006)	(7 653)	(3 739)	(539)	(11 931)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 904	-	-	5 904	5 919	1	-	5 920	
Produit d'intérêts des actifs de couverture	128	-	-	128	144	-	-	144	
Pertes et gains actuariels financiers	(253)	-	-	(253)	321	-	-	321	
Cotisations perçues	309	15	-	324	298	21	-	318	
Variations de périmètre	32	-	-	32	-	-	-	-	
Cessations de régimes	-	-	-	-	(9)	(1)	-	(10)	
Prestations payées	(341)	(15)	-	(357)	(441)	(21)	-	(462)	
Transfert en « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente »	-	-	-	-	(222)	-	-	(222)	
Autres (dont écarts de conversion)	(11)	-	-	(11)	(105)	-	-	(105)	
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B	5 767	-	-	5 767	5 904	-	-	5 904
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+B	(1 945)	(3 794)	(499)	(6 239)	(1 749)	(3 739)	(539)	(6 027)
Plafonnement d'actifs	(25)	-	-	(25)	(14)	-	-	(14)	
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		(1 970)	(3 794)	(499)	(6 263)	(1 763)	(3 739)	(539)	(6 041)
TOTAL PASSIF		(2 078)	(3 794)	(499)	(6 371)	(1 865)	(3 739)	(538)	(6 142)
TOTAL ACTIF		108	-	-	108	101	-	-	101

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

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

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

21.3.3 Évolution des droits à remboursement

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Juste valeur en début d'exercice	159	130
Produit d'intérêts des placements	3	3
Pertes et gains actuariels financiers	8	13
Rendement réel	11	16
Réductions/cessations de régime	(12)	-
Cotisations employeurs	18	16
Cotisations employés	0	0
Prestations payées	(7)	(3)
Autres	-	-
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	168	159

21.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2018 et 2017 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Coûts des services rendus de la période	412	360
Pertes et gains actuariels ⁽¹⁾	(1)	(14)
Modifications de régimes	(2)	6
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(1)	2
Événements exceptionnels	(2)	1
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	407	355
Charge d'intérêts nette	117	122
Total comptabilisé en résultat financier	117	122
TOTAL	525	477

(1) Sur avantages à long terme.

21.3.5 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 648)	4 294	(23)	(1 377)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 375)	1 473	(2)	96
Plans non financés	(4 977)	-	-	(4 977)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	(12 000)	5 767	(25)	(6 258)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 876)	4 505	(9)	(1 380)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 286)	1 399	(5)	108
Plans non financés	(4 768)	-	-	(4 768)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	(11 930)	5 904	(14)	(6 041)

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

En %	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Actions	27	27
Obligations souveraines	25	24
Obligations privées	27	28
Actifs monétaires	4	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	15	17
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2018.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à -5% en 2018.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2018 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ -5% en fonds de pension.

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

En %	Europe	Amérique du nord	Amérique latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	57	26	3	11	4	100
Obligations souveraines	77	2	21	-	-	100
Obligations privées	76	18	1	3	1	100
Actifs monétaires	67	-	4	-	29	100
Actifs immobiliers	90	-	7	-	3	100
Autres actifs	12	8	3	3	73	100

21.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Taux d'actualisation	Zone euro	2,0%	1,9%	2,1%	2,0%	1,6%	1,8%	1,9%	1,9%
	Zone UK	2,5%	2,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,3%	3,2%	-	-	-	-	-	-

21.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 16%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

21.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,8%.

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

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	6	(5)

21.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2019 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2019, des cotisations de l'ordre de 265 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 126 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

21.4 Plans à cotisations définies

En 2018, le Groupe a comptabilisé une charge de 133 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (142 millions d'euros en 2017). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 22 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

Principes comptables

Les contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur.

Les principaux indicateurs examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont les suivants : existence d'une clause de transfert automatique ou d'option de transfert de propriété, conditions d'exercice de cette clause, comparaison entre la durée du contrat et la durée de vie estimée du bien, spécificité de l'actif utilisé et comparaison de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre du contrat avec la juste valeur du bien.

Comptabilisation des contrats de location-financement

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont comptabilisés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière. L'actif est comptabilisé à la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux.

Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente *take-or-pay* qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

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

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

22.1 Information sur les contrats de location-financement – ENGIE preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1ère année	125	121	155	151
De la 2ème à la 5ème année comprise	209	193	334	306
Au-delà de la 5ème année	69	61	27	20
TOTAL	403	376	516	477

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 17.2.3 «Dettes financières»), et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	Total	1ère année	De la 2ème à la 5ème année	Au-delà de la 5ème année
Dettes de location-financement	380	118	193	69
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	23	7	16	-
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	403	125	209	69

22.2 Information sur les contrats de location-financement – ENGIE bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch - Pakistan)-et Lanxess (Electrabel - Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Paiements minimaux non actualisés	919	1 013
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	27	27
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	946	1 041
Produits financiers non acquis	170	197
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	777	844
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	758	828
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	19	16

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Au cours de la 1ère année	182	130
De la 2ème à la 5ème année comprise	420	456
Au-delà de la 5ème année	317	427
TOTAL	919	1 013

NOTE 23 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

Principes comptables

Tous les contrats de location qui ne correspondent pas à la définition d'un contrat de location-financement sont classés en tant que contrats de location simple.

Les paiements effectués au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

23.1 Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2018 et 2017 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Loyers minimaux	(686)	(642)
Loyers conditionnels	(13)	(17)
Revenus de sous-location	-	(1)
Charges de sous-location	(29)	(35)
Autres charges locatives	(99)	(94)
TOTAL	(828)	(789)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Au cours de la 1ère année	353	459
De la 2ème à la 5ème année comprise	839	1 159
Au-delà de la 5ème année	895	696
TOTAL	2 087	2 314

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

23.2 Information sur les contrats de location simple – ENGIE bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17 et concernent principalement des centrales électriques exploitées par le secteur Afrique/Asie.

Les revenus locatifs, comptabilisés en chiffre d'affaires, des exercices 2018 et 2017 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Loyers minimaux	126	271
Loyers conditionnels	-	6
TOTAL	126	277

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Au cours de la 1 ^{ère} année	31	286
De la 2 ^{ème} à la 5 ^{ème} année comprise	72	58
Au-delà de la 5 ^{ème} année	67	3
TOTAL	170	347

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

NOTE 24 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

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

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2018	31 déc. 2017
Offres réservées aux salariés ⁽¹⁾	24.2	31	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	46	36
Plans d'autres sociétés du Groupe		3	1
TOTAL		80	38

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

24.1 Plans de stock-options

En 2018, comme en 2017, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock-options.

Au 31 décembre 2017, le dernier plan d'options d'achat d'actions est arrivé à échéance.

24.2 Link 2018

24.2.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2018, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommé «Link 2018». L'offre a été mise en œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres comprenant notamment 22,2 millions d'actions proposées par l'État suite aux placements privés effectués en 2017 (cf. Note 19.1). Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- Link+ : formule avec abondement permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour

compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum. Les salariés bénéficient d'une décote et d'un effet de levier supplémentaire par rapport au Link Multiple. Cette formule est assortie d'une période d'incessibilité de 10 ans ;

- *Share Appreciation Rights* (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, les plans Link Classique et Link + étaient assortis d'un abondement aux conditions suivantes :

- pour les salariés français, des actions ENGIE ont été offertes gratuitement en fonction de l'apport personnel :
 - Link Classique : pour 150 euros d'apport personnel, l'abondement était de 200%, puis à 100% pour 150 euros supplémentaires, soit un maximum de 450 euros,
 - Link+ : pour un apport personnel de 100 euros, l'abondement était de 300% ;
- pour tous les salariés des autres pays, des actions ENGIE ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :
 - pour 150 euros d'apport personnel, l'abondement était de 2 actions par actions acquises,
 - au-delà de 150 euros et jusqu'à 300 euros, l'abondement était de 1 action par actions acquises.

Les actions seront attribuées gratuitement aux salariés le 2 août 2023 sous réserve de leur présence.

24.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2018 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les 20 jours de bourse du 24 mai au 20 juin 2018 inclus. Le prix de référence, fixé à 13,65 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 10,92 euros et de 30% pour la formule Link+, soit 9,56 euros.

La charge comptable des plans Link Classique, Multiple et Link+ correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres, soit 5 ans et 10 ans, prévue par la législation française, ainsi que pour le plan d'épargne à effet de levier, du gain d'opportunité implicitement supporté par ENGIE en permettant aux salariés de bénéficier de conditions de tarification plus favorables que celles qu'ils pourraient obtenir en tant que particuliers.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

	5 ans	10 ans
Taux d'intérêt sans risque	0,26%	0,88%
Spread du réseau bancaire <i>retail</i>	3,64%	3,60%
Taux de refinancement pour un salarié	3,90%	4,48%
Coût du prêt de titres	1,00%	1,50%
Cours à la date d'attribution	13,65	13,65
Spread de volatilité	1,90%	7,50%

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Link +	Abondement Link + France	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit (millions d'euros)	24	187	111	-	-	321
Nombre d'actions souscrites (millions d'actions)	2,2	17,1	11,6	0,9	0,9	32,7
Décote (€/action)	2,7	2,7	4,1	13,7	13,7	
Coût d'incessibilité pour le salarié (€/action)	(3,3)	(3,3)	(7,6)	(7,6)	(3,3)	
Mesure du gain d'opportunité (€/action)	-	0,3	1,0	-	-	
Coût pour le Groupe (millions d'euros)	-	4	12	6	9	31

Le montant total de souscription à l'offre Link 2018 s'élève à un montant total de 321 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 255 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 66 millions d'euros (dont respectivement 4 millions d'euros et 62 millions d'euros sur les compartiments Link Classique et Link Multiple.

Il en résulte une charge totale de 31 millions d'euros sur l'exercice 2018 au titre des 30,9 millions d'actions souscrites et des 1,8 millions d'actions offertes en abondement.

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie résultat. Au 31 décembre 2018, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2014 et 2018 s'élève à 0,8 million d'euros.

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2018

Plan d'actions de performance ENGIE du 11 décembre 2018

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2018 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2022, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2022, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de dix sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2018 et janvier 2022 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2020 et 2021.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 150 actions attribuées).

Plan d'actions gratuites du 2 août 2018

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2018, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), à raison de 2 actions gratuites par actions acquises pour 150 euros d'apport puis de 1 action gratuite par actions acquises au-delà de 150 euros et jusqu'à 300 euros d'apport personnel soit un total de 301 816 actions gratuites attribuées. L'attribution est soumise à une condition de présence dans le Groupe ENGIE le 2 août 2023.

24.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2018.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
2 août 2018	2 août 2023	2 août 2023	14,0	0,75	NA	NA	non	10,28
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 2 août 2018								
11 décembre 2018	14 mars 2022	14 mars 2023	12,3	0,75	4,4%	0,32	oui	8,95
11 décembre 2018	14 mars 2022	14 mars 2022	12,3	0,75	4,4%	0,32	oui	9,32
11 décembre 2018	14 mars 2022	14 mars 2022	12,3	0,75	4,4%	0,40	non	10,00
11 décembre 2018	14 mars 2023	14 mars 2023	12,3	0,75	4,4%	0,32	oui	8,62
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 11 décembre 2018								
								8,90

24.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture

24.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2018 et impact sur le résultat de l'exercice

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

	Charge de la période (En millions d'euros)	
	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Plans d'actions gratuites	-	-
Plans d'actions de performance	46	36
<i>Dont charge de la période</i>	46	37
<i>Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance</i>	-	(1)
TOTAL	46	36

NOTE 25 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

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

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 26 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

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

25.1.1 Relations avec l'État français

Le 30 juillet 2018, l'État a cédé 0,46% de son capital à ENGIE (11,1 millions d'actions, pour 151,7 millions d'euros). Le capital détenu par l'État est ainsi passé de 24,10% à 23,64%, lui conférant désormais 4 représentants au Conseil d'Administration (contre 5 auparavant), sur un total de 19 administrateurs.

Depuis août 2018, l'Etat détient 34,51% des droits de vote théoriques (ou 34,79% des droits de vote exerçables) contre 34,87% à fin juillet 2018, et 28,07% à fin décembre 2017.

L'État dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Le 6 novembre 2015, l'État et ENGIE ont renouvelé le contrat de service public qui précise leur mise en œuvre, confortant ainsi les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- au titre de ses missions de service public, le Groupe réaffirme ses engagements en matière de sécurité d'approvisionnement, de qualité des relations avec la clientèle, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, de développement durable et de protection de l'environnement, ainsi qu'en matière de recherche ;
- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat confirme le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France issu du décret du 18 décembre 2009 (et qui prévoit notamment l'évolution des tarifs réglementés en fonction des coûts engagés), tout en précisant le cadre transitoire engendré par la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français ainsi que les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

25.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

25.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 21 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 26 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 11 membres au 31 décembre 2018 (12 membres au 31 décembre 2017).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Avantages à court terme	21	17
Avantages postérieurs à l'emploi	6	8
Paiements fondés sur des actions	5	6
Indemnités de fin de contrat	0	-
TOTAL	32	31

Le montant des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 29 millions d'euros au 31 décembre 2018, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés. Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement dédiés aux engagements de retraite d'une population dédiée.

NOTE 27 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

Principes comptables

Conformément à IAS 1, le Groupe présente séparément dans l'état de situation financière les actifs courants et non courants, et les passifs courants et non courants. Au regard de la majorité des activités du Groupe, il a été considéré que le critère à retenir pour la classification est le délai de réalisation de l'actif ou de règlement du passif : en courant si ce délai est inférieur à 12 mois et en non courant s'il est supérieur à 12 mois.

27.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2018	Variation du BFR au 31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Stocks	(268)	(487)
Créances commerciales et autres débiteurs	(2 311)	732
Fournisseurs et autres créanciers	2 177	7
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	237	102
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	197	993
Autres	117	267
TOTAL	149	1 613

(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, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

27.2 Stocks

Principes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

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

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

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (cf. Note 16).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de GES constatées lors de l'année écoulée. En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas d'émission de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition ;
- les éventuels quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de situation financière pour une valeur nulle.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché, à la clôture, des quotas restant à acquérir ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE), les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 ⁽¹⁾
Stocks de gaz naturel, nets	1 274	1 423
Stocks d'uranium	595	575
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	654	650
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 635	1 513
TOTAL	4 158	4 161

(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»).

27.3 Autres actifs et autres passifs

En millions d'euros	31 déc. 2018				31 déc. 2017 ⁽¹⁾			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	474	9 337	(960)	(12 529)	566	8 508	(1 007)	(11 531)
Créances/dettes fiscales	-	6 999	-	(7 449)	-	6 529	-	(6 685)
Créances/dettes sociales	275	72	(5)	(2 461)	259	27	(3)	(2 376)
Dividendes à payer/à recevoir	-	12	-	(170)	-	6	-	(119)
Autres	198	2 255	(954)	(2 449)	306	1 946	(1 004)	(2 351)

(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 autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 74 millions d'euros au 31 décembre 2018 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (75 millions d'euros au 31 décembre 2017).

NOTE 28 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 31 décembre 2018 s'élève à 629 millions d'euros contre 703 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

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

28.1 Amérique latine

28.1.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

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

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

28.1.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes. Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

28.2 Benelux

28.2.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle (qui, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne pour questions préjudicielles), le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. 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 et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil est toujours en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles.

28.2.2 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière de déductibilité d'intérêts

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts (1,1 milliard d'euros) pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. Toutefois, ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que les arguments du Tribunal sont contradictoires et contestables tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen, et, partant a interjeté appel.

28.2.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière d'amortissements 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 que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliards d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018.

28.3 France

28.3.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Elle a partiellement mis en recouvrement l'impôt sur les sociétés en résultant à hauteur d'un montant de 89,6 millions d'euros en mai 2016. ENGIE s'est acquitté de cette somme et a introduit une requête introductive d'instance devant le Tribunal Administratif de Montreuil en juillet 2017.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1^{er} février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne

respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union Européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

28.4 Europe (hors France et Benelux)

28.4.1 Espagne – Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est en cours ; le délai de clôture de l'instruction est fixé au 30 mars 2022.

28.4.2 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre des dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra pendant l'année 2019.

28.4.3 Italie – litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF Suez Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en tout hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE ITALIA a interjeté appel du jugement en novembre 2018.

28.5 Infrastructures Europe

28.5.1 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 2 juin 2016, a (i) rappelé que le risque des impayés correspondant à la part «acheminement» du contrat avec le client final devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de distribution et (iii) enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel. 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-depuis 2005 et pour le futur) et à ENI (pour le passé-depuis le 2 juin 2016 et 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. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision du 18 juin 2018 a été formé tant par GRDF que par Direct Energie et ENI. La CRE a été appelé à déposer ses observations d'ici décembre 2018. Une décision pourrait être rendue courant 2^{ème} trimestre 2019.

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.

28.6 Autres

28.6.1 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. A l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'Etat luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission.

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

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

28.6.3 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à Engie Brasil Energia des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 480 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts. Engie Brasil Energia conteste ces avis de rectifications et a introduit une réclamation fiscale en janvier 2019.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2018.

NOTE 30 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité de marché financier, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du Groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

En millions d'euros	Deloitte			EY			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	5,2	7,9	13,0	6,4	4,7	11,1	24,1
ENGIE SA	2,3	-	2,3	3,2	-	3,2	5,5
Entités contrôlées	2,9	7,9	10,8	3,2	4,7	7,9	18,7
Services autres que la certification des	0,9	1,9	2,8	0,8	1,7	2,5	5,3
ENGIE SA	0,6	-	0,6	0,6	-	0,6	1,2
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	<i>0,4</i>	<i>-</i>	<i>0,4</i>	<i>0,3</i>	<i>-</i>	<i>0,3</i>	<i>0,7</i>
<i>Dont autres missions d'audit</i>	<i>0,2</i>	<i>-</i>	<i>0,2</i>	<i>0,3</i>	<i>-</i>	<i>0,3</i>	<i>0,5</i>
<i>Dont missions de revue de contrôle</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Dont services de due diligence</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Dont missions fiscales</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
Entités contrôlées	0,3	1,9	2,3	0,2	1,6	1,9	4,2
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	<i>-</i>	<i>0,4</i>	<i>0,4</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>	<i>0,4</i>	<i>0,8</i>
<i>Dont autres missions d'audit</i>	<i>0,2</i>	<i>0,3</i>	<i>0,5</i>	<i>0,1</i>	<i>0,4</i>	<i>0,5</i>	<i>1,0</i>
<i>Dont missions de revue de contrôle</i>	<i>0,1</i>	<i>0,2</i>	<i>0,3</i>	<i>-</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,4</i>
<i>Dont services de due diligence</i>	<i>-</i>	<i>0,7</i>	<i>0,7</i>	<i>-</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,8</i>
<i>Dont missions fiscales</i>	<i>-</i>	<i>0,4</i>	<i>0,4</i>	<i>-</i>	<i>0,8</i>	<i>0,8</i>	<i>1,2</i>
Total	6,0	9,8	15,9	7,3	6,4	13,6	29,5

NOTE 31 INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES

Certaines entités des secteurs Benelux, GEM et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, ENGIE Portfolio Management BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.



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

