RCS : NANTERRE
Code greffe : 9201

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

Le greffier du tribunal de commerce de NANTERRE atteste l'exactitude des informations transmises ci-après

Nature du document : Documents comptables (B-C)

Numéro de gestion : 2010 B 02949
Numéro SIREN : 542 107 651
Nom ou dénomination : ENGIE

Ce dépôt a été enregistré le 19/06/2018 sous le numéro de dépôt 16499

Greffe du tribunal de commerce de Nanterre : dépôt N°16499 en date du 19/06/2018

GREFFE TRIBUNAL DE COMMERCE DE NANTERRE
19 JUIN 2018
DEPOT N° 16499

ENGIE

Société Anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège Social : 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

542 107 651 R.C.S. Nanterre
Siret 542 107 651 12867

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL
DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 18 MAI 2018

L'an deux mille dix-huit, le dix-huit mai, à quatorze heures trente, l'Assemblée Générale Mixte des Actionnaires d'ENGIE, société anonyme au capital de deux milliards quatre cent trente-cinq millions deux cent quatre-vingt-cinq mille et onze (2 435 285 011) euros, s'est réunie au Grand Auditorium du Palais des Congrès, 2 place de la Porte Maillot, 75017 Paris, suivant avis de réunion publié au BALO, bulletin n°35 en date du 21 mars 2018 et avis de convocation publiés au BALO, bulletin n°52 en date du 30 avril 2018 et dans la "Gazette du Palais" en date du 30 avril 2018.

Chaque actionnaire nominatif a été convoqué individuellement par courrier dans les délais réglementaires.

M. Gérard MESTRALLET, Président du Conseil d'administration, préside l'Assemblée conformément à l'article 20 des statuts de la Société. Il souhaite la bienvenue aux actionnaires et les informe que cette Assemblée Générale Mixte est retransmise en direct, en audio et en vidéo sur le site internet d'ENGIE.

.....

Le Président déclare ensuite la séance ouverte.

Sont présents à la tribune : M. Gérard MESTRALLET, Président du Conseil d'administration, Mme Isabelle KOCHER, Administrateur - Directeur Général, Mme Judith HARTMANN, Directeur Général Adjoint en charge des Finances, et M. Pierre MONGIN, Directeur Général Adjoint, Secrétaire Général.

Sont présents aux premiers rangs, les Administrateurs, le Commissaire du gouvernement, les principaux dirigeants du Groupe et les membres du Comité Consultatif des Actionnaires.

Sont également présents les Commissaires aux comptes, les sociétés Deloitte & Associés et Ernst & Young.

Assiste également à l'Assemblée, Maître Eric MIELLET en sa qualité d'huissier de justice.

L'Etat représenté par Madame Claire VERNET-GARNIER, et le Fonds Commun de Placement Link France représenté par Mme Caroline SIMON, les deux actionnaires présents disposant du plus grand nombre de voix, sont appelés comme scrutateurs.

Le Bureau étant constitué, M. Pierre MONGIN est désigné en qualité de Secrétaire de l'Assemblée.

Le Président précise que les divers documents attestant de la régularité de la convocation et des résolutions soumises au vote de cette Assemblée ont été mis à la disposition du Bureau de l'Assemblée.

Ces documents sont les suivants :

1. Avis préalable de réunion publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires n°35 en date du 21 mars 2018

2. Avis de convocation publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires n°52 en date du 30 avril 2018

3. Avis de convocation publié dans le Journal d'Annonces Légales " La Gazette du Palais " - édition en date du 30 avril 2018

4. Avis financiers relatifs à l'Assemblée publiés dans " Les Echos " du 2 mai 2018, " l'Echo " du 2 mai 2018, " Le Revenu Hebdo " du 4 mai 2018 et " De Tijd " du 2 mai 2018

5. Copie des lettres de convocation adressées en recommandé avec " AR " le 27 avril 2018 aux Commissaires aux comptes, et les accusés de réception

6. Copie des lettres d'invitation adressées le 27 avril 2018 au Représentant du Comité central d'entreprise au Conseil d'administration de la Société et au Secrétaire du Comité central d'entreprise

7. Formulaire de vote par correspondance ou par procuration, ainsi que la brochure de convocation (versions française et anglaise) de l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018 adressés à tous les actionnaires nominatifs, en application des articles R. 225-68 et R. 225-81 du Code de commerce comprenant notamment :

    a. l'ordre du jour ;
    b. les projets de résolutions présentés par le Conseil d'administration au vote de l'Assemblée et les objectifs des résolutions ;
    c. le rapport du Conseil d'administration sur les résolutions ;
    d. la présentation des membres du Conseil d'administration ;
    e. les renseignements concernant les administrateurs dont la nomination est soumise à l'Assemblée Générale.

8. Copie des statuts de la Société

9. Extrait K-bis de la Société

10. Attestation des Commissaires aux comptes sur le montant global des sommes ouvrant droit à des déductions fiscales

11. Document de référence 2017 d'ENGIE comprenant :

    a. les comptes annuels (DDR p. 341 à 387) et les comptes consolidés (DDR p. 203 à 333) de l'exercice clos le 31 décembre 2017 ;
    b. le rapport de gestion du Conseil d'administration sur les comptes annuels et sur les comptes consolidés de l'exercice 2017 (DDR - Table de concordance p. 420) ;
    c. les rapports généraux des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels (DDR p. 388 à 394) et les comptes consolidés (DDR p. 334 à 340) ;
    d. le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés (DDR p. 165 à 167) ;
    e. le rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise conformément à l'art. L. 225-37 du Code de commerce (DDR - Table de concordance p. 423).

12. Rapports des Commissaires aux comptes non inclus dans le Document de référence

13. Pouvoirs des actionnaires représentés par des mandataires

14. Formulaires de vote par correspondance renvoyés par les actionnaires

15. Feuille de présence

Le Président informe l'Assemblée que 18 246 actionnaires sont d'ores et déjà présents, représentés ou ont voté par correspondance ou par internet, représentant tant par eux-mêmes que comme mandataires
1 524 396 450 actions, soit un quorum provisoire de 63,787 % des actions ayant le droit de vote.

Le Président constate par conséquent que le quorum légal requis du quart des actions ayant le droit de vote est atteint et déclare que l'Assemblée est régulièrement constituée et qu'elle peut valablement délibérer.

Le Président propose à l'Assemblée de ne pas procéder à la lecture de l'ordre du jour affiché à l'écran, qui sera présenté ultérieurement par M. Pierre MONGIN.

Par ailleurs, le Président indique que la société n'a reçu, émanant de ses actionnaires, aucune demande d'inscription à l'ordre du jour, de points ou de projets de résolution.

L'ordre du jour est rappelé ci-après :

Délibérations relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

- Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2017 (1re résolution).
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2017 (2e résolution).
- Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2017 (3e résolution).

.....

- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (30e résolution).

.....

Le Président constate, d'après la feuille de présence définitive certifiée exacte par les membres du Bureau, que 19 191 actionnaires sont présents, représentés ou ont voté par correspondance, ou par internet, représentant, tant par eux-mêmes que comme mandataires, 1 527 542 844 actions, soit un quorum définitif de 63,919 % des actions ayant le droit de vote.

PREMIERE RESOLUTION

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2017

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2017, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport général des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, approuve les comptes de l'exercice social clos le 31 décembre 2017 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net d'un montant de 1 420 661 432 euros.

En application des dispositions de l'article 223 quater du Code général des impôts, l'Assemblée Générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées au paragraphe 4 de l'article 39 du Code général des impôts s'est élevé à 1 305 400 euros au cours de l'exercice écoulé.

Cette résolution est adoptée à 99,17% des voix présentes et représentées.

2 062 830 122 Voix pour	*16 890 936 Voix contre*	*316 583 Abstentions*

DEUXIEME RESOLUTION

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2017

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net consolidé part du Groupe de 1 422 700 147 euros.

Cette résolution est adoptée à 99,15% des voix présentes et représentées.

2 062 441 181 Voix pour	*17 302 115 Voix contre*	*294 345 Abstentions*

TROISIEME RESOLUTION

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2017

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les assemblées générales ordinaires, constate que le bilan de l'exercice clos le 31 décembre 2017 fait

apparaître un bénéfice net comptable de 1 420 661 432 euros et un report à nouveau bénéficiaire de 565 539 763 euros.

Elle décide, sur la proposition du Conseil d'administration, d'affecter ce résultat et de répartir la somme distribuable de la façon suivante :

En euros	
Bénéfice net de l'exercice clos le 31 décembre 2017	1 420 661 432
Report à nouveau au 31 décembre 2017	565 539 763
Total distribuable	**1 986 201 195**
Dividende distribué au titre de l'exercice 2017 (y compris le dividende majoré)[1] :	1 699 669 061
• acompte sur dividende de 0,35 euro par action versé le 13 octobre 2017 à valoir sur le dividende de l'exercice 2017	835 949 424
• solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2017[1]	863 719 637
Le montant total du dividende distribué au titre de l'exercice 2017, soit	1 699 669 061
sera prélevé comme suit :	
• sur le résultat de l'exercice écoulé à concurrence de :	1 420 661 432
• sur le report à nouveau antérieur à hauteur de :	279 007 629

L'Assemblée Générale fixe, en conséquence, le dividende ordinaire pour l'exercice 2017 à 0,70 euro par action, et la majoration de dividende à 0,07 euro par action.

Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,07 euro par action, sera attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2017 et qui resteront inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'au 24 mai 2018, date de la mise en paiement du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital social.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,35 euro par action versé le 13 octobre 2017, à valoir sur le dividende de l'exercice 2017, et correspondant au nombre d'actions rémunérées à cette date soit 2 388 426 992 actions, le solde de dividende à distribuer au titre de l'exercice 2017 s'élève à 0,35 euro par action pour les actions bénéficiant d'un dividende ordinaire et la majoration de dividende s'élève à 0,07 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Lors de la mise en paiement, le dividende correspondant aux actions propres détenues par la Société sera affecté au poste « Autres réserves », étant précisé qu'au 6 mars 2018 la Société détenait 48 729 639 de ses propres actions.

De même, si certaines des 162 426 906 actions inscrites au nominatif et ayant droit à la majoration du dividende au 31 décembre 2017 ont cessé d'être inscrites au nominatif entre le 1er janvier 2018 et le 24 mai 2018, le montant de la majoration du dividende correspondant à ces actions sera affecté au poste « Autres réserves ».

Le solde du bénéfice distribuable sera affecté au report à nouveau.

[1] Sur la base du nombre d'actions composant le capital social au 31 décembre 2017, soit un total de 2 435 285 011 actions, dont 162 426 906 actions inscrites au nominatif au 31 décembre 2017 donnant droit à la majoration de 10% du dividende après application du plafond de 0,5% du capital social par actionnaire.

Le solde du dividende à payer ainsi que la majoration de 10% du dividende pour les actions en bénéficiant seront détachés le 22 mai 2018 et mis en paiement en numéraire le 24 mai 2018.

Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les actionnaires sont informés que, dans les conditions définies par les lois et règlements en vigueur, l'intégralité de ce dividende brut sera soumis à un prélèvement forfaitaire unique au taux global de 30% (soit 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2% au titre des prélèvements sociaux), sauf option pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui aurait dans ce cas vocation à s'appliquer à l'ensemble des revenus du capital perçus en 2018. En cas d'option pour le barème progressif, cette option ouvrira droit à l'abattement proportionnel de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts. Ce régime est applicable aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France.

L'Assemblée prend acte, conformément à la loi, des sommes réparties au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	Nombre d'actions rémunérées *(en millions)*	Sommes réparties *(montant global)* *(en euros)*	Dividende net *(montant par action)* *(en euros)*
2014[1]	2 368[2]	2 402 millions	1,00
2015[1]	2 397[3]	2 414 millions	1,00
2016[1]	2 397[4]	2 414 millions	1,00

(1) En application de l'obligation d'information définie aux dispositions de l'article 243 bis du Code général des impôts, il est précisé que les distributions au titre des exercices clos les 31 décembre 2014, 31 décembre 2015 et 31 décembre 2016 étaient éligibles à l'abattement de 40% bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France, prévu au paragraphe 3-2° de l'article 158 du Code général des impôts.

(2) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2014 en avril 2015. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2014.

(3) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2015 en mai 2016. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2015.

(4) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2016 en mai 2017. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2016.

Cette résolution est adoptée à 99,39% des voix présentes et représentées.

2 067 376 736 Voix pour *12 394 956 Voix contre* *265 949 Abstentions*

.....

TRENTIEME RESOLUTION

Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée pour effectuer tous dépôts et formalités où besoin sera.

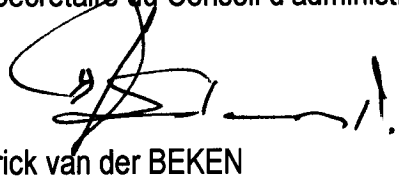
Cette résolution est adoptée à 99,98% des voix présentes et représentées.

2 079 430 931 Voix pour *197 977 Voix contre* *312 497 Abstentions*

.....

CERTIFIE CONFORME

Le Secrétaire du Conseil d'administration



Patrick van der BEKEN

Document de Référence **2017**

incluant le rapport financier annuel

AMF

Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2018 conformément aux dispositions de l'article 212-13 du Règlement général de l'AMF.

Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de son signataire.



GÉRARD MESTRALLET PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

ENGIE, UN ADN DE PIONNIER

L'année 2018 ouvre une période nouvelle pour ENGIE. C'est une histoire longue de plus de 150 ans que je partage depuis 1984. De la Compagnie financière de Suez, à l'époque, à Suez-Lyonnaise des Eaux, puis de GDF SUEZ à ENGIE : tandis que s'achève mon dernier mandat de Président du Groupe, j'éprouve une grande fierté d'avoir accompagné notre Groupe dans toutes ces transformations, notamment de la Finance à l'Energie.

Cette épopée positionne aujourd'hui ENGIE en leader mondial de la transition énergétique, confirmant ainsi la pertinence de la stratégie décidée il y a cinq ans.

Fidèle à son identité de pionnier, le Groupe continue de capitaliser sur ses forces historiques pour accompagner la révolution énergétique en cours et contribuer à bâtir un monde énergétique peu carboné, où le gaz, les renouvelables et les services constituent, plus que jamais, les métiers d'avenir.

Acteur engagé et responsable, le Groupe a toujours défendu ses convictions sur la scène européenne et internationale. En témoignent ainsi, parmi tant d'exemples, ses actions au service de la lutte contre le réchauffement climatique, pour l'accès de tous à l'énergie ou pour le prix du carbone.

Les résultats 2017 sont en ligne avec les objectifs du Groupe. Le plan de transformation à 3 ans que nous avons lancé avec Isabelle Kocher en février 2016 a pu être finalisé à 90 % après seulement 2 ans. Le retour de la croissance organique permet au Groupe d'anticiper un dividende en hausse de 7,1 % à 0,75 € pour 2018.

> « CETTE ÉPOPÉE POSITIONNE AUJOURD'HUI ENGIE EN LEADER MONDIAL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE »

Vous le savez, le Conseil d'administration d'ENGIE, à l'unanimité, a décidé le maintien de la gouvernance dissociée adoptée en 2016. Ma présidence prendra fin lors de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018 au cours de laquelle sera soumise aux actionnaires la désignation d'un nouvel administrateur indépendant, Jean-Pierre Clamadieu, en vue de sa nomination à la présidence du Groupe. Je me félicite de ce choix. Jean-Pierre Clamadieu, grand industriel, s'est notamment illustré dans la transformation du groupe international de chimie Solvay. Aussi, je tiens à saluer la qualité du travail du Conseil et de son Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, ainsi que la rigueur du processus suivi pour cette nomination.

J'exprime toute ma reconnaissance aux administrateurs qui ont siégé au Conseil d'Administration du Groupe pour leur engagement, leur détermination et leur soutien à chaque étape de la vie du Groupe.

Enfin, permettez-moi de conclure ce message par des remerciements à tous ceux qui m'ont accompagné tout au long de ces 34 années.

Je souhaite bonne chance à Jean-Pierre Clamadieu et Isabelle Kocher, et longue vie à ENGIE.

UN REPOSITIONNEMENT STRATÉGIQUE RÉUSSI



ISABELLE KOCHER DIRECTEUR GÉNÉRAL

Nous avons lancé il y a trois ans un ambitieux travail de repositionnement afin de faire d'ENGIE le champion du nouveau monde de l'énergie.

Pour réussir ce pari, le Groupe s'est appuyé sur ses fondamentaux : 80 % de nos activités s'inscrivaient déjà dans le monde de l'énergie de demain. C'est en pleine cohérence avec ce nouveau monde de l'énergie et en phase avec les attentes de la société, que nous avons décidé du repositionnement du Groupe.

Nous avons ainsi mené en parallèle un important programme de cessions et un ambitieux plan d'investissements.

En deux ans, nous avons cédé près de 13 milliards d'euros d'actifs. Au cours de cette même période, nous avons investi et sécurisé 13,9 milliards d'euros sur nos trois moteurs de croissance. Au terme du plan, nous aurons investi 7,1 milliards dans la production d'électricité bas carbone (dont 4,5 milliards dans les énergies renouvelables), 2,6 milliards dans les infrastructures et 4,6 milliards dans les solutions clients.

Ces investissements nous permettent d'enregistrer d'importants progrès. Dans la production d'électricité bas carbone, nous aurons pratiquement doublé, entre 2016 et 2019, nos capacités en solaire et éolien. L'ensemble de notre production renouvelable représente désormais un total de 24 GW [1], soit l'équivalent de 24 tranches nucléaires. Dans les infrastructures, nous avons continué de nous développer à l'international, avons revu à la hausse nos ambitions de verdissement du gaz en France et créé une entité dédiée à l'hydrogène. Enfin dans les solutions clients, nous avons réalisé 43 acquisitions depuis 2015, qui nous ont permis d'une part de consolider notre position de leader sur certains marchés, et d'autre part de prendre pied dans des secteurs comme la mobilité, où l'avenir sera électrique et gazier.

Nous avons réussi à mener ce travail de repositionnement en continuant de créer de la valeur.

Nos résultats financiers sont bons. La situation financière est assainie et nous sommes maintenant beaucoup plus libres pour envisager l'avenir. Dans ce contexte, le Groupe a décidé de proposer une hausse du dividende à 0,75 € pour l'exercice 2018.

ENGIE a enclenché une dynamique de croissance pérenne au service d'un progrès plus harmonieux, réconciliant besoins individuels et intérêt collectif. Nous avons résolument changé de cap, et le travail de fond qui a été mené n'aura de cesse de se poursuivre, pour que notre organisation soit plus agile, plus compétitive, plus digitalisée, plus apte ainsi à saisir les opportunités de croissance.

> « NOUS AVONS RÉUSSI À MENER CE TRAVAIL DE REPOSITIONNEMENT EN CONTINUANT DE CRÉER DE LA VALEUR »

(1) À 100 %

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document de Référence intègre (i) tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF), (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 18 mai 2018 prévu aux articles L. 225-100 et L. 225-100-2 du Code de commerce et (iii) tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L225-37 du Code de commerce.

En Annexe B du présent Document de Référence figure une table de correspondance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent Document de de Référence.

Incorporation par référence

Conformément à l'article 28 du règlement européen n° 809/2004 du 29 avril 2004, le présent Document de Référence incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2016 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 181 à 196, et 197 à 326 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2017 sous le numéro D.17-0220 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2015 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 170 à 186, et 187 à 306 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2016 sous le numéro D.16-0195.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2017.

Les informations incluses dans ces Documents de Référence, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document de Référence. Ces Documents de Référence sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.3 «Documents accessibles au public» du présent Document de Référence.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document de Référence contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1.4 «Priorités stratégiques», à la Section 1.1.5 «Plan de transformation», à la Section 1.1.7 «Positions concurrentielles», à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» et à la Section 6.1.1.2 «Perspectives». Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans la Section 2 «Facteurs de risque».

Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document de Référence sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

Dans le présent Document de Référence, les termes «ENGIE» ou la «Société» ou «l'Émetteur» ou «l'Entreprise» désignent la société anonyme ENGIE. Le terme «Groupe» désigne ENGIE et ses filiales.

Une liste des unités de mesure, des acronymes et sigles et un glossaire des termes techniques les plus utilisés figurent en Annexe A au présent Document de Référence.

Des exemplaires du présent Document de Référence sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France), sur le site internet de la Société (engie.com), ainsi que sur le site internet de l'Autorité des marchés financiers (amf-france.org).

1

Présentation du Groupe

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe 6

1.1.1 Présentation générale 6
1.1.2 Histoire et évolution de la Société 6
1.1.3 Organisation 7
1.1.4 Priorités stratégiques 9
1.1.5 Plan de transformation 10
1.1.6 Faits marquants 2017 10
1.1.7 Positions concurrentielles 12

1.2 Chiffres clés 13

1.2.1 Indicateurs financiers 13
1.2.2 Indicateurs RSE 14

1.3 Présentation des activités du Groupe 15

1.3.1 Amérique du Nord 15
1.3.2 Amérique Latine 16
1.3.3 Afrique/Asie 18
1.3.4 Benelux 22
1.3.5 France 23
1.3.6 Europe (hors France et Benelux) 25
1.3.7 Infrastructures Europe 27
1.3.8 Global LNG et Global Energy Management 30
1.3.9 Exploration et Production International 33
1.3.10 Autres 34
1.3.11 Présentation des Métiers 37

1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 39

1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies 41

1.5.1 L'innovation 41
1.5.2 Recherche & Technologies 41

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe

1.1.1 Présentation générale

Le groupe ENGIE est un acteur mondial de l'énergie, industriel de référence dans les métiers du gaz, de l'électricité ainsi que des services à l'énergie.

Il est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval :

- la production d'électricité ;
- les infrastructures globales, notamment gazières ;
- les solutions intégrées pour les clients.

Dans un monde énergétique qui traverse une phase de mutation inédite marquée par la faiblesse persistante des prix des commodités et par l'accélération et la mondialisation de la transition énergétique, ENGIE peut compter sur ses fortes positions dans les infrastructures régulées, les services aux clients et sa dynamique de croissance dans la production d'électricité renouvelable. Le développement de ces activités, couplé à un plan audacieux de rotation d'actifs (voir Section 1.1.5 «Plan de transformation»), permettra de transformer le Groupe pour le mettre en situation de devenir un pionnier du nouveau monde de l'énergie.

Coté à Paris et Bruxelles, ENGIE est représenté dans les principaux indices (voir Section 5.1.1.1 «Capital social»).

Les valeurs du Groupe sont l'exigence, l'engagement, l'audace et la cohésion.

1.1.2 Histoire et évolution de la Société

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, laquelle fusion a pris effet le 22 juillet 2008.

Créée initialement en 1946 sous la forme d'un EPIC (Etablissement public à caractère industriel et commercial), la Société a été transformée en société anonyme pour une durée de 99 ans par la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité, du gaz et aux entreprises électriques et gazières, portant modification de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, et dont les dispositions visaient à organiser l'évolution du statut de la Société.

Le 7 juillet 2005, la Société a ouvert son capital par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, sous son ancienne dénomination Gaz de France, a eu lieu le 7 juillet 2005.

La loi n° 2004-803 du 9 août 2004, telle que modifiée par la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, et le décret n° 2007-1784 du 19 décembre 2007 ont autorisé le transfert de la Société du secteur public au secteur privé. Le 22 juillet 2008, la Société a absorbé SUEZ par voie de fusion-absorption, ce qui a entraîné le transfert au secteur privé de la majorité du capital de la Société, laquelle a adopté la raison sociale GDF SUEZ.

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de Suez et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. À cette époque, la Compagnie de Suez, qui avait construit et exploité le canal de Suez jusqu'à sa nationalisation par le gouvernement égyptien en 1956, était une société holding possédant des participations diversifiées en Belgique et en France, en particulier dans les secteurs financier et de l'énergie. Lyonnaise des Eaux était, pour sa part, une société diversifiée dans la gestion et le traitement de l'eau, les déchets, la construction, la communication et la gestion d'installations techniques. SUEZ était devenu un groupe industriel et de services international et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l'électricité, le gaz, les services à l'énergie et à l'industrie, l'eau et la propreté.

Le contexte de dérégulation des marchés européens de l'énergie au début des années 1990 a favorisé le développement à l'international des deux sociétés Gaz de France et SUEZ, qui ont progressivement étendu leurs activités hors de leurs marchés historiques respectifs, tant en Europe qu'au grand international.

La Société a conclu le 3 février 2011 une opération de rapprochement avec International Power. En 2012, elle a confirmé sa stratégie d'acteur mondial de l'énergie en finalisant le 29 juin 2012 l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

Le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company est arrivé à échéance le 22 juillet 2013 et n'a pas été renouvelé. Le contrat de coopération et de fonctions partagées et l'accord de financement entre la Société et SUEZ Environnement Company ont également pris fin. La Société est passée d'une consolidation globale à une mise en équivalence des activités de SUEZ Environnement Company dans ses comptes.

La Société réaffirme sa volonté de demeurer un partenaire stratégique de long terme et l'actionnaire de référence de SUEZ (anciennement SUEZ Environnement Company). Les principes directeurs des accords industriels et commerciaux entre la Société et SUEZ Environnement Company ont été entérinés en janvier 2013 et ont fait l'objet d'un accord-cadre entre les deux entreprises de la même façon qu'il aurait pu être conclu avec des tiers externes au Groupe. Ils portent sur la préférence réciproque, à conditions de marché, en matière d'achats/ventes, la poursuite de coopérations dans certaines activités industrielles, le développement d'éventuelles offres commerciales communes, la coopération en matière de développement durable, d'innovation et de recherche et développement.

Enfin, les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ (anciennement SUEZ Environnement Company) de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Les principaux termes et conditions de cette opération, définis dans le contrat d'apport, sont détaillés en Section 4.8.

Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société et a adopté comme nouvelle dénomination sociale «ENGIE».

Le nom de l'action cotée en bourse est également devenu ENGIE et son code mnémonique «ENGI», à compter du 31 juillet 2015.

La Société ENGIE a son siège social au 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie, France. Son numéro de téléphone est le +33 (0) 1 44 22 00 00. Elle est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651. Son code NAF est 3523Z.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

1.1.3 Organisation

Pour relever le défi de la révolution énergétique mondiale et être plus proche de ses clients, ENGIE s'est doté, depuis le 1er janvier 2016, d'une organisation simplifiée, fondée sur une approche territoriale et décentralisée. Le Groupe est constitué de 24 entités opérationnelles (Business Units, BUs) [1], de cinq Métiers et de différentes fonctions support et fonctions opérationnelles (voir le schéma d'organisation du Groupe ci-après).

Les BUs sont pour la plupart constituées à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays, selon la densité d'activités recensées dans les géographies concernées. Elles rassemblent les activités du Groupe à même de répondre, sur un territoire donné, aux attentes de leurs clients et parties prenantes.

- Sont ainsi constituées :
  - onze BUs géographiques en Europe et dans le monde (Afrique ; Amérique du Nord ; Amérique Latine ; Asie Pacifique ; Benelux ; Brésil ; Chine ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et Turquie ; Royaume-Uni et Génération Europe) qui ont en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble des activités du Groupe dans la zone considérée ;
  - la France, compte tenu de sa taille et de la présence d'entités régulées, est traitée de manière particulière. Elle comporte huit BUs, dont quatre spécialisées dans les infrastructures gazières (transport ; distribution ; terminaux et stockage) et quatre liées aux activités BtoB ; BtoC ; Réseaux et Renouvelables ;
  - enfin cinq BUs de pilotage global, au regard de la portée mondiale de leurs activités, complètent les entités opérationnelles : Exploration et Production International [2] ; Global Energy Management ; Global LNG [3] ; Gaztransport & Technigaz (GTT) et Tractebel.

Chacune de ces BUs est représentée au Comité Exécutif (Comex) du Groupe par un Directeur Général Adjoint, qui en assure la supervision.

Cinq Métiers existent en complément de cette logique géographique : chaîne du gaz ; production centralisée d'électricité ; solutions décentralisées pour les villes et les territoires ; solutions pour les entreprises ; solutions pour les particuliers et les professionnels.

Des fonctions support et des fonctions opérationnelles complètent l'organisation et visent à renforcer l'action des Métiers pour développer les synergies dans le Groupe et soutenir les BUs.

- Les fonctions support sont constituées comme suit : Secrétariat Général ; Direction Financière ; Direction des Ressources Humaines Groupe ; Direction de la Stratégie Groupe ; Direction de la Marque et de la Communication Groupe ; Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe ; Direction Innovation ; Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise ; Direction de l'Immobilier Groupe ; Direction Management des Risques ; Directions rapportant au Directeur Général (Direction Audit Interne ; Direction Institutions France et Territoires).
- Les fonctions opérationnelles sont les suivantes : Direction Sourcing Stratégique et Achats ; Direction Recherche et Technologies ; Direction du *Business Development Oversight* ; Direction des Projets Industriels ; Direction du Développement Nucléaire.

Les Métiers, les fonctions support et les fonctions opérationnelles sont regroupés au sein du périmètre du NewCorp.

Par ailleurs, l'entité Global Business Support regroupe les Centres de Services Partagés du Groupe en France et en Belgique. Elle couvre six périmètres fonctionnels : les achats généraux et IT, la finance, les ressources humaines, l'immobilier et la logistique, les systèmes d'information et le consulting interne.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était d'environ 2 300 à fin 2017. En complément des listes figurant en Section 6.2 «Comptes consolidés – Note 2 Principales filiales au 31 décembre 2017» et Section 6.4 «Comptes sociaux – Note 23 Filiales et participations», la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com, rubrique Investisseurs).

La présentation de l'activité et des actifs économiques stratégiques des principales filiales de la Société, ainsi que de leur implantation géographique, figurent à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe».

(1) Une vingt-cinquième BU regroupe la contribution des activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA (depuis le 1/01/2017), les activités de l'entité Solairedirect et les activités holding et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

(2) Cette BU ne fait plus partie du Groupe depuis le 15/02/2018 à la suite de la vente de la participation d'ENGIE dans l'entité Exploration & Production International à Neptune Energy (voir section 1.3.9.2 pour plus de détails).

(3) Un projet de cession des activités amont GNL est en cours (voir section 1.3.8.1.2. pour plus de détails).

UNE ORGANISATION AU PLUS PRÈS DES CLIENTS ET DES TERRITOIRES

24 Business Units

11 BUs en Europe et dans le monde

- Afrique
- Amérique du Nord
- Amérique Latine
- Asie Pacifique
- Benelux
- Brésil
- Chine
- Europe du Nord, du Sud et de l'Est
- Génération Europe
- Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie
- Royaume-Uni

8 BUs en France



- Elengy
- France BtoB
- France BtoC
- France Renouvelables
- France Réseaux
- GRDF
- GRTgaz
- Storengy

5 BUs globales

- Exploration et Production International [1]
- Global Energy Management
- Global LNG [2]
- GTT
- Tractebel

NewCorp

5 Métiers

Chaîne du Gaz

Solutions pour les Particuliers et les Professionnels

Production Centralisée d'Électricité

Solutions Décentralisées pour les Villes et les Territoires

Solutions pour les Entreprises

Fonctions support

- Secrétariat Général
- Direction Financière
- Direction des Ressources Humaines Groupe
- Direction de la Stratégie Groupe
- Direction de la Marque et de la Communication Groupe
- Direction Digital et des Systèmes d'Informations Groupe
- Direction Innovation
- Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise
- Direction de l'Immobilier Groupe
- Direction Management des Risques
- Directions rapportant au Directeur Général
  - —Direction Audit Interne
  - —Direction Institutions France et Territoires

Fonctions opérationnelles

- Direction Sourcing Stratégique et Achats
- Direction Recherche et Technologies
- Direction du Business Development Oversight
- Direction des Projets Industriels
- Direction du Développement Nucléaire

Global Business Support

(1) Ne fait plus partie du Groupe depuis le 15.02.2018.
(2) En cours de cession.

1.1.4 Priorités stratégiques

Les marchés sur lesquels évolue le Groupe connaissent actuellement des mutations profondes :

- l'augmentation de la demande d'énergie est concentrée dans les pays à forte croissance ;
- le gaz naturel voit son rôle renforcé au niveau mondial ;
- la transition énergétique est devenue une réalité mondiale ;
- la gestion de l'énergie se décentralise de plus en plus, au niveau des collectivités, voire des particuliers.

En Europe, le ralentissement de l'activité économique et les politiques d'efficacité énergétique entraînent une baisse de la consommation qui, associée au développement continu des énergies renouvelables et à l'abondance de charbon bon marché, génère des surcapacités et des prix de l'électricité durablement bas. Cette situation a provoqué une crise prononcée de la production d'électricité thermique.

La révolution énergétique, qui s'opère depuis quelques années, s'observe à trois niveaux :

- la révolution technologique s'accélère grâce aux progrès du photovoltaïque, du stockage par batteries, de la mobilité électrique ou encore de l'utilisation de l'hydrogène ;
- s'y ajoute la révolution digitale : les solutions «*smart*» ont modifié le rapport à la ville, à la maison ou au véhicule et l'internet des objets devient un standard de gestion de l'énergie ;
- enfin, une transformation sociétale et culturelle est en cours. Le consommateur aspire désormais à une plus grande sobriété énergétique et souhaite disposer de solutions bas carbone sur-mesure pour gérer sa consommation et parfois produire son énergie verte.

ENGIE a anticipé ce changement de paradigme depuis plusieurs années et accélère maintenant son virage stratégique en ayant pour ambition de se positionner comme un leader du nouveau monde de l'énergie.

Pour déployer ses activités industrielles en cohérence avec la révolution énergétique, le Groupe mise sur les trois activités historiques dans lesquelles il a contruit des positions de premier plan et y concentre ses nouveaux développements : activités peu émettrices de CO_2, solutions intégrées pour les clients et infrastructures globales :

- ENGIE donne ainsi la priorité aux activités peu émettrices de CO_2. La lutte contre le changement climatique est une ambition animée par des préoccupations tant sociétales qu'économiques ;
- dans un monde de plus en plus décentralisé, le Groupe souhaite renforcer ses activités à l'aval de la chaîne de valeur et se rapprocher du client final ;
- enfin, dans un contexte où la volatilité continuera à être forte, le Groupe se tourne vers les infrastructures globales pour favoriser la régularité de ses performances.

Pour atteindre ses objectifs, le Groupe s'appuie sur sa structure financière solide, sa forte génération de *cash flow* et sur les trois activités dans lesquelles il a construit des positions historiques de premier plan :

- la production d'électricité à partir de gaz et d'énergies renouvelables ;
- les infrastructures énergétiques globales, notamment gazières ;
- les solutions de services et de fourniture d'énergie adaptées pour chaque type de clients (entreprises, particuliers et professionnels, villes et territoires).

Dans ce contexte, l'éthique tout comme la sécurité des personnes forment le socle commun de la stratégie du Groupe.

Sur le plan des ressources humaines, le Groupe met en œuvre depuis 2014 un plan d'action ambitieux, afin de gagner en agilité, pour s'adapter aux évolutions de son environnement, positionnant l'humain au cœur de ses transformations selon trois grands axes :

- développer et faire progresser les collaborateurs (formations, responsabilités, mobilité interne) ;
- faire vivre le Groupe et ses valeurs ;
- mettre la performance au service du client (innovation, management de la complexité) et déployer auprès de ses managers un nouveau modèle de *leadership*.

En avril 2016, un Accord Social européen a été signé, qui place l'anticipation et l'employabilité de tous au cœur de la politique de ressources humaines du Groupe. Cet accord concrétise l'ambition sociale du Groupe, avec notamment des objectifs en matière de formation et de mobilité pour l'ensemble des sociétés présentes dans les pays de l'Union européenne.

Sur le plan financier, le Groupe donne la priorité au maintien en permanence d'une structure financière solide (objectif de maintien d'une notation de crédit de catégorie «A»), ce qui passe notamment par des critères d'investissement stricts. L'objectif financier d'ENGIE est d'offrir une rémunération attractive pour ses actionnaires en maintenant une structure financière solide et une génération soutenue de *cash flow* (voir Section 6.1.1.2 «Perspectives»).

Au sein d'ENGIE, la responsabilité environnementale et sociétale est fortement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par le développement :

- du *sustainable business*, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- du suivi des risques extra-financiers correspondant à la gestion des risques des activités et des installations du Groupe liés à l'environnement, l'acceptabilité locale et internationale, la santé-sécurité, la gestion des ressources humaines, l'éthique et la gouvernance.

ENGIE a notamment formalisé ses engagements par la publication en 2014 de sa politique de responsabilité environnementale et sociétale. En mai 2016, ENGIE a annoncé s'engager sur six nouveaux objectifs extra-financiers à horizon 2020 (voir Section 1.2.2. «Indicateurs RSE»).

1.1.5 Plan de transformation

Pour accélérer son virage stratégique, adapter son portefeuille d'activités à sa vision de long terme et déployer ses axes de développement, ENGIE a présenté en février 2016 un plan de transformation ambitieux sur trois ans. À fin 2017, ce plan est bien avancé.

Le premier axe de ce plan de transformation vise à redessiner et simplifier le portefeuille et repose sur :

- un programme de rotation de portefeuille (objectif de 15 milliards d'euros d'impact dette nette sur 2016-2018). Le Groupe a déjà annoncé des cessions pour 13,2 milliards d'euros (soit environ 90% du programme total) dont 11,6 milliards déjà finalisées (à date du 08 mars 2018) ;
- un programme d'investissements (14,3 milliards d'euros d'investissements de croissance prévus sur 2016-2018, dont 1 milliard pour des investissements liés au digital et à l'innovation). À fin décembre 2017, 13,9 milliards ont été sécurisés, dont 10,2 milliards déjà dépensés.

Le deuxième axe consiste à investir dans l'innovation et la transformation digitale pour préparer le futur.

L'efficacité opérationnelle et la compétitivité d'ENGIE sont au cœur du troisième axe du plan de transformation. Le nouveau programme de performance, *Lean 2018*, a été lancé en janvier 2016 pour améliorer de façon durable la performance du Groupe. L'objectif fixé initialement était d'obtenir des économies récurrentes sur les coûts ayant un impact cumulé net sur l'EBITDA de 1 milliard d'euros à horizon 2018. Compte tenu des avancées du programme, en mars 2017, le Groupe a augmenté son objectif 2018 de 20% soit 1,2 milliard d'euros de gains nets et, en mars 2018, a relevé une nouvelle fois cet objectif de 8% pour le porter à 1,3 milliard d'euros.

Pour atteindre leurs objectifs, adaptés à leurs situations, les BUs ont recours à trois grandes familles de leviers : les opérations, les fonctions support et les achats.

Les objectifs 2017 ont été atteints avec un impact net sur l'EBITDA de 417 millions d'euros, alors que l'objectif était fixé à 320 millions d'euros.

L'année a été marquée par l'extension des Centres de Services partagés (mutualisation de fonctions supports) et des travaux autour de l'optimisation des modes de travail et de leur simplification. Des transformations particulièrement importantes ont été mises en place pour les activités Corporate.

Le quatrième axe consiste à mener une transformation interne du Groupe afin de faire d'ENGIE un groupe plus agile et plus connecté, d'attirer les talents de demain et de créer un environnement favorable pour le développement des collaborateurs.

1.1.6 Faits marquants 2017

- Pour accompagner son plan de développement dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE a procédé le 15 mars puis le 19 septembre 2017 à l'émission de ses deuxième et troisième «obligations vertes» (Green Bonds) de montants respectifs de 1,5 milliard et 1,25 milliard d'euros. Par ailleurs, le 10 janvier 2018, ENGIE a établi un nouveau record en matière d'obligations hybrides avec le coupon le plus bas encore jamais atteint par un Corporate : ENGIE a profité des conditions de marché attractives pour émettre sa première émission hybride sous format Green pour un montant d'un milliard d'euros. L'obligation, perpétuelle subordonnée, porte un coupon de 1,375 % et sa première période de non-call est de 5,25 ans. Elle viendra remplacer les émissions de 600 millions d'euros, 3,875 %, non-call 2018 et de 300 millions de livres Sterling, 4,625 %, non-call 2019. Avec ces emprunts, le total obligataire émis par ENGIE en *Green Bond* depuis 2014 atteint 6,25 milliards d'euros, confirmant son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.
- Début septembre 2017, ENGIE a accompagné l'opération de cession de titres de l'Etat français dans le cadre de son programme de rachat d'actions autorisé par l'Assemblée Générale du 12 mai 2017 : ENGIE a acquis, concomitamment au placement institutionnel accéléré, 11,1 millions de ses propres titres (soit 0,46 % de son capital).
- ENGIE a pris acte de la décision du 6 octobre du Conseil Constitutionnel en France d'annuler la taxe de 3% sur les versements de dividendes et a bénéficié du remboursement de ces taxes versées depuis 2013.
- Le Conseil d'Administration d'ENGIE, réuni le 13 février 2018, a décidé de proposer au vote de l'Assemblée Générale du 18 mai la nomination de Jean-Pierre Clamadieu comme administrateur du Groupe en remplacement de Gérard Mestrallet. Le Conseil a pris acte de la démission de Gérard Mestrallet de son poste d'administrateur avec effet à l'issue de l'Assemblée Générale. Le Conseil d'Administration d'ENGIE nommera, sous réserve du vote de l'Assemblée Générale, Jean-Pierre Clamadieu au poste de Président du Conseil, en remplacement de Gérard Mestrallet, Fondateur d'ENGIE et Président de son Conseil d'administration. Le Conseil a également pris la décision de nommer Président d'honneur Monsieur Gérard Mestrallet en reconnaissance des 23 années qu'il a consacrées à la construction du Groupe.

Développer la production d'électricité peu émettrice de CO_2

Du 1er janvier au 31 décembre 2017 :

- Construction en Indonésie de la première centrale au monde d'ENGIE de production d'électricité à partir de géothermie ;
- Projet de centrale de production indépendante d'électricité Fadhili remporté en Arabie saoudite ;
- Annonce de la finalisation de cessions d'actifs aux Etats-Unis et en Asie ;
- Près de 78 MW de projets photovoltaïques remportés en France qui consolident la position d'ENGIE en tant que leader du solaire dans le pays ;
- Acquisition de 41% de La Compagnie du Vent permettant à ENGIE d'en devenir actionnaire à 100% ;
- ENGIE se positionne dans le secteur du solaire en Chine *via* une prise de participation de 30% du capital d'Unisun, une entreprise spécialisée dans le solaire photovoltaïque (PV) ;
- ENGIE et EDPR candidats au troisième appel d'offres sur l'éolien en mer à Dunkerque, en France ;
- Transfert à Toshiba de la participation de 40% du Groupe dans le projet britannique NuGen ;

- Trois licences d'exploration géothermique délivrées par le Ministère de l'Énergie au Mexique : une étape clé pour ENGIE et Reykjavik Geothermal ;
- ENGIE est leader de l'appel d'offres solaire CRE4-2, remportant 10 projets photovoltaïques en France, soit près de 100 MW ;
- ENGIE développe son premier projet renouvelable en Mongolie, le parc éolien de Sainshand de 55 MW ;
- EDPR et ENGIE remportent un contrat pour développer un parc éolien en mer au Royaume-Uni d'une capacité de 950 MW (projet Moray) ;
- Le groupe Abraaj et ENGIE s'associent pour développer des projets éoliens en Inde ;
- ENGIE inaugure le plus gros parc solaire du Groupe en France (82 MW), à Gréoux-les-Bains, dans les Alpes-de-Haute-Provence ;
- ENGIE remporte des contrats de concession de 30 ans pour deux centrales hydroélectriques au Brésil (capacités installées de 832 MW), pour un montant de 950 millions d'euros ;
- ENGIE remporte un projet d'énergie renouvelable pour développer un parc éolien de 250 MW en Égypte ;
- ENGIE cède ses actifs thermiques de production d'électricité au Royaume-Uni à Energy Capital Partners ;
- Mise en service de la centrale de production indépendante d'électricité et d'eau potable Mirfa à Abu Dhabi ;
- Une première mondiale : inauguration de la toiture photovoltaïque organique du collège Mendès-France à La Rochelle, en France ;
- ENGIE remporte quatre projets d'énergie renouvelable au Mexique soit un total de 687,8 MW ;
- ENGIE cède sa participation dans la centrale charbon Loy Yang B en Australie ;
- ENGIE et Crédit Agricole Assurances accroissent leurs investissements dans la production d'électricité éolienne et solaire en France.

Depuis le 1er janvier 2018 :

- ENGIE North America acquiert Infinity Renewables et étend ainsi considérablement son portefeuille de développement éolien aux Etats-Unis.

Développer les infrastructures, essentiellement gazières

Du 1er janvier au 31 décembre 2017 :

- SUEZ, ENGIE et CHRYSO s'unissent pour la première valorisation industrielle de biométhane liquéfié issu des eaux usées en France ;
- Signature d'un accord de financement pour Nord Stream 2 ;
- Lancement des opérations de soutage de GNL par navire à Zeebruges ;
- ENGIE, la Société d'Infrastructures Gazières (« SIG », détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts) et GRTgaz ont signé l'acquisition d'Elengy (filiale d'ENGIE à 100% opérant des terminaux de gaz naturel liquéfié) à 100% par GRTgaz (gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 75% par ENGIE et à 25% par SIG) ;
- Statoil a choisi les partenaires de Gas4Sea – ENGIE, Mitsubishi Corporation et NYK – comme fournisseurs de carburant maritime GNL pour quatre navires pétroliers dans le port de Rotterdam, aux Pays-Bas ;
- ENGIE poursuit son plan de transformation avec une nouvelle opération majeure : le Groupe a reçu une offre ferme et irrévocable de Total pour la vente de ses activités amont GNL, liquéfaction, transport maritime et négoce international, pour une valeur totale de 2,04 milliards de dollars US, incluant un complément de prix pouvant aller jusqu'à 550 millions de dollars US, qui sera versé sous certaines conditions ;
- TEN, filiale d'ENGIE et Red Eléctrica International, met en service la première liaison électrique entre le Nord et le Centre du Chili ;
- ENGIE remporte une concession pour des lignes de transport d'électricité au Brésil pour un investissement estimé à environ 500 millions d'euros.

Depuis le 1er janvier 2018 :

- Le 22 février 2018, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a publié trois délibérations qui mettent en œuvre la régulation des stockages souterrains de gaz en France.

Développer les solutions intégrées pour ses clients

Du 1er janvier au 31 décembre 2017 :

- Collaboration avec Schneider Electric pour la transformation digitale du secteur de l'énergie ;
- Acquisition de Keepmoat Regeneration qui permet à ENGIE de devenir *leader* du marché des services de rénovation pour les collectivités locales au Royaume-Uni ;
- ENGIE a souscrit à l'augmentation de capital prévue dans le cadre de l'acquisition de GE Water & Process Technologies, à hauteur de sa participation dans SUEZ, soit environ 244 millions d'euros ;
- Accélération de l'installation de stations Gaz Naturel Véhicules (GNV) avec l'ouverture de plus de 20 nouvelles stations en France dans les douze prochains mois ;
- Acquisition d'EVBox, leader européen dans les solutions de recharge de véhicules électriques ;
- 100% des projets présentés dans le cadre de l'appel d'offres de la CRE sur l'autoconsommation photovoltaïque en France remportés par ENGIE ;
- Les chantiers navals MV Werften choisissent ENGIE pour l'ensemble des équipements HVAC (Ventilation / Climatisation) de 2 paquebots de croisière XXL ;
- Gain du contrat de gestion d'énergie sur 50 ans avec l'Université d'État de l'Ohio aux États-Unis en partenariat avec Axium ;
- ENGIE se lance sur le marché énergétique résidentiel au Royaume-Uni ;
- Acquisition d'Icomera, spécialiste des solutions de communication embarquées dans les transports publics ;
- ENGIE annonce l'acquisition de 40% de Tabreed et devient le *leader* mondial indépendant des réseaux urbains de froid ;
- ENGIE remporte un important contrat de services sur cinq ans avec Transport for London ;
- Carrefour et ENGIE unissent leurs forces pour développer le biométhane en France ;
- Décision du Conseil d'Etat d'annuler le décret du 16 mai 2013 sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel en France ; une période de transition devrait s'ouvrir ;
- La première ligne de bus à hydrogène en France sera déployée par le groupement GNVERT (filiale d'ENGIE) et Van Hool ;
- ENGIE, à travers sa filiale ENDEL ENGIE, annonce l'acquisition de CNN MCO, spécialisée dans la maintenance, la gestion et l'entretien de tous types de bâtiments navals, renforçant ainsi son portefeuille de services et de solutions destinés au BtoB ;

- ENGIE, *via* sa filiale ENGIE AXIMA, annonce être entré en négociation exclusive pour racheter MCI, spécialiste français de la réfrigération industrielle et commerciale ;
- ENGIE, premier fournisseur d'électricité verte en France, prévoit de doubler le nombre de clients en électricité verte d'ici fin 2018, pour atteindre 2 millions de clients «verts» ;
- ENGIE accélère son développement sur le marché de l'énergie hors-réseau en s'associant à Fenix, un pionnier sur le marché des installations solaires domestiques en Afrique ;
- ENGIE accélère son développement dans la chaîne aval du gaz et devient le fournisseur prioritaire de Total dans le domaine des gaz verts ;
- Étape majeure dans le développement des services énergétiques en Afrique Australe : ENGIE acquiert Thermaire et Ampair, deux acteurs clés sur le marché des services CVC ;
- Avec l'acquisition de SPIE Maroc, ENGIE poursuit son développement dans les services en Afrique.

Depuis le 1er janvier 2018 :

- ENGIE signe un contrat d'acquisition d'Electro Power Systems, pionnier des solutions de stockage hybrides ;
- Avec l'acquisition d'Afric Power et Tieri, ENGIE se dote d'un ancrage local fort pour accélérer son développement dans les services énergétiques en Afrique de l'Ouest et Centrale ;
- ENGIE fait l'acquisition d'ACS, une entreprise spécialiste de l'efficacité énergétique au Brésil. Le Groupe développe ainsi son activité dans ce secteur ;
- Au Canada, ENGIE fait l'acquisition d'une entreprise spécialisée en régulation numérique, Les Contrôles AC Inc ;
- L'opérateur de transport international FlixBus a attribué à Icomera, filiale d'ENGIE, le contrat de fourniture d'une plate-forme de connectivité Internet embarquée nouvelle génération au sein de sa flotte d'autocars interurbains, en Europe et aux Etats-Unis.

1.1.7 Positions concurrentielles

La production et la commercialisation de l'électricité, ainsi que la commercialisation du gaz, sont des secteurs d'activités largement ouverts à la concurrence en Europe. Ils restent cependant réglementés, de manière différenciée selon les pays, notamment en ce qui concerne les prix de vente d'énergie aux particuliers. Les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport et la distribution de l'électricité et dans une large mesure de gaz – sont plus étroitement encadrées par les régulateurs nationaux et les règles européennes.

Ailleurs dans le monde, à quelques exceptions près, les acteurs privés opèrent souvent dans le cadre de contrats à long terme établis à l'issue d'appels d'offres.

ENGIE est un leader européen et mondial dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel :

- en Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz ;
- le Groupe est le premier opérateur d'infrastructures gazières en Europe avec un portefeuille comprenant réseau de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux GNL ;
- en électricité renouvelable, ENGIE est parmi les acteurs qui comptent dans les appels d'offres internationaux, notamment en Amérique Latine et au Moyen-Orient, avec des positions fortes au Brésil, au Pérou, au Mexique et au Chili. Le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique ;
- dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, par le biais de 23 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France.

Ce leadership mondial et européen est conforté par un ancrage domestique franco-belge fort :

- en France, ENGIE est le leader historique de la commercialisation de gaz et le deuxième producteur et fournisseur d'électricité. Dans les énergies renouvelables, ENGIE est le deuxième opérateur hydraulique et le premier dans l'éolien et le solaire réunis ;
- en Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel.

Le Groupe est également parmi les leaders européens des services à l'énergie BtoB en France, en Belgique, aux Pays-Bas, en Suisse et en Italie. ENGIE bénéficie d'une position forte en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni à la fois dans les réseaux de chaleur et le *facility management*. Il s'appuie sur ses bases de développement en Europe centrale, en Asie, en Amérique du Nord, en Amérique Latine, au Moyen-Orient et en Afrique.

1.2 Chiffres clés

1

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	2013 publié	2013 retraité [a]	2013 retraité [a] pro forma [b]	2014 publié	2014 retraité [c]	2015	2016	2016 retraité [g]	2017
1. Chiffre d'affaires	**89 300**	**87 898**	**79 985**	**74 686**	**74 686**	**69 883**	**66 639**	**64 840**	**65 029**
dont réalisé hors de France	54 331	52 944	47 947	46 852	46 852	44 817	41 693	39 942	39 307
2. Résultat									
EBITDA [a]	14 775	14 223	13 017	12 138	12 133	11 262	10 689	9491	9 316
• Résultat opérationnel courant	7 828	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
• Résultat opérationnel courant yc résultat net des entreprises mises en équivalence	N/A	8 254	7 665	7 161	7 156	6 326	6 172	5 636	5 273
• Résultat net part du Groupe	(9 289)	(9 198)	(9 646)	2 440	2 437	(4 617)	(415)	(415)	1 423
• Résultat net récurrent part du Groupe	3 440	3 449	3 449	3 125	2 725	2 588	2 477	2 477	2 662
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	3 440	3 449	3 449	3 125	2 725	2 588	2477	2 430	2 372
3. Flux de trésorerie									
Flux issus des activités opérationnelles	12 024	11 980	11 333	8 751	8 751	10 383	10 174	10 174	9 309
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 313	14 129	13 125	11 776	11 771	10 942	10 263	9 117	8 305
Flux issus de l'investissement (d)	(5 611)	(5 103)	(4 368)	(3 939)	(3 939)	(6 230)	(3 655)	(3 655)	(5 157)
Flux issus du financement (d)	(6 982)	(7 027)	(7 041)	(4 973)	(4 973)	(3 295)	(6 034)	(6 034)	(4 725)
4. Bilan									
Capitaux propres part du Groupe (d)	**47 955**	**47 971**	**47 971**	**49 257**	**49 548**	**43 078**	**39 578**	**39 578**	**36 639**
Capitaux propres totaux (d)	53 490	53 659	53 659	55 959	55 981	48 750	45 447	45 447	42 577
Endettement net (d)	29 840	28 800	28 800	27 511	27 511	27 727	24 807	24 807	22 548
Endettement net *hors dette interne*/EBITDA	2,02	2,02	2,21	2,27	2,27	2,46	2,32	2,43	2,25
Total bilan	159 611	155 932	155 932	165 305	165 304	160 658	158 499	158 499	150 332
5. Données par action *(en euros)*									
• Nombre moyen d'actions en circulation [e]	2 359 111 490	2 359 111 490	2 359 111 490	2 366 768 979	2 366 768 979	2 392 150 727	2 396 131 620	2 396 131 620	2 395 732 581
• Nombre d'actions à la clôture	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [d][e]	(3,94)	(3,90)	(4,09)	1,00	1,00	(1,99)	(0,23)	(0,23)	0,53
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [d][e]	1,46	1,46	1,46	1,32	1,12	1,02	0,97	0,97	1,05
• Dividende distribué [f]	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,70
6. Effectifs moyens totaux	**223 012**	**223 012**	**223 012**	**236 185**	**236 185**	**241 913**	**241 509**	**239 710**	**238 216**
• Sociétés en intégration globale	178 577	178 870	139 134	150 589	150 589	155 494	153 950	152 175	151 667
• Sociétés en intégration proportionnelle	3 431	3 138	3 138	769	769	777	764	764	685
• Sociétés mises en équivalence	41 004	41 004	80 740	84 827	84 827	85 642	86 795	86 771	85 864

(a) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation. Le calcul de l'EBITDA a été modifié depuis le 31 décembre 2014. L'EBITDA 2013 a été calculé pour comparaison (voir Note 2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2014).

(b) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées pour présenter SUEZ Environnement comme si elle était consolidée par mise en équivalence à compter du 1er janvier 2013 (voir Section 6.1.1.6 «Comptes pro forma» du Document de Référence 2014).

(c) Données au 31 décembre 2014 retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRIC 21 (voir Note 1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2015).

(d) Données incluant E&P y comprise en 2016 et 2017

(e) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle.

(f) Dividende 2017 : proposé y compris l'acompte de 0,35 euro payé en octobre 2017

(g) Certaines données au 31 décembre 2016 sont retraitées en raison du classement d'E&P en activité non poursuivie (voir note 30 de la Section 6 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2017 .

1.2.2 Indicateurs RSE

La performance Responsabilité Sociétale d'Entreprise du Groupe se fonde sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens de suivi (indicateurs, *reporting*, revues de performances, notations RSE).

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration définit le périmètre des politiques engagées, des perspectives et des plans d'actions dans le domaine de la responsabilité environnementale et sociétale. Le Comité Exécutif du Groupe statue sur les orientations dans le domaine (voir Section 4 «Gouvernement d'entreprise»). Le Comité Exécutif de la RSE Groupe veille à la préparation des plans d'actions annuels, suit leur mise en œuvre, capitalise sur les expériences des différentes entités et l'échange sur les positionnements majeurs.

Un bilan RSE est présenté chaque année au Comité Exécutif du Groupe pour approbation et orientation pour le futur, puis au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable afin de rendre compte de l'état d'avancement de l'application de la politique et de l'atteinte des objectifs RSE du Groupe.

En réponse aux mutations du secteur de l'énergie et à l'intégration progressive des volets environnementaux et sociétaux dans les attentes de ses parties prenantes, ENGIE s'est fixé en 2016 six nouveaux objectifs RSE à horizon 2020 :

- un taux de satisfaction de 85% de ses clients BtoC ;
- une part de 25% d'énergies renouvelables dans le portefeuille des capacités de production d'électricité du Groupe ;
- une réduction de -20% du ratio d'émission de CO_2 pour la production d'énergie, par rapport à 2012 ;
- un taux de 100% des activités industrielles du Groupe couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec ses parties prenantes, ce mécanisme étant fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et les associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités du Groupe ;
- un taux de 25% de femmes dans les effectifs du Groupe ;
- un taux de fréquence interne des accidents du travail inférieur à 3.

Les résultats 2017 des indicateurs relatifs aux objectifs RSE, présentés dans le tableau suivant sont en amélioration.

Thème	Indicateur	Objectif Groupe 2020	Résultats Groupe 2016	Résultats Groupe 2017
Satisfaction Client	Taux de satisfaction de nos clients BtoC	> 85%	81%	83%
Renouvelables	Part d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité*	> 25%	19,5%	23,1%
Émissions GES	% de réduction du ratio d'émission de CO_2 équivalent pour la production d'énergie par rapport à 2012**	-20% (354,4***)	-11,3% (392,8***)	-18,1% (363,0***)
Dialogue avec les parties prenantes	% des activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation	100%	20%	48%
Mixité	% de femmes dans l'effectif du Groupe	> 25%	21,9%	22,2%
Santé et Sécurité	Taux de fréquence interne des accidents de travail	< 3	3,6	3,3

* *Consolidées à 100%.*
** *Émissions spécifiques de CO_2 éq de scope 1 des entités contrôlées et exploitées par le Groupe (reporting environnemental).*
*** *kg CO_2 éq/MWh.*

Concernant les objectifs environnementaux, ENGIE affiche en 2017 une augmentation de 3,6% de ses capacités installées en énergies renouvelables par rapport à l'année dernière et une diminution de 18,1% de ses émissions spécifiques de CO_2 par rapport à 2012 (voir Section 3.5.4.1 «Le changement climatique»). Les capacités installées de production d'énergie à partir de charbon fin 2017 s'élèvent à 7 GW. Elles ont baissé de 8,1 GW par rapport à fin 2015 et ne représentent plus que 6,8% des capacités installées du Groupe (à 100%).

Concernant les objectifs sociaux ou de gouvernance, ENGIE affiche en 2017 un taux de fréquence des accidents de salariés de 3,3 en nette amélioration par rapport à 2016 (voir Section 3.4.6 «Politique de santé et sécurité»), et un taux de mixité dans les effectifs du Groupe de 22,2% en légère progression par rapport à 2016 Le Groupe atteint un taux de satisfaction globale de ses clients BtoC de 83%, selon la même méthodologie harmonisée dans la dizaine de pays où le Groupe est présent commercialement auprès de clients particuliers ou professionnels. Le dispositif structuré de dialogue avec les parties prenantes s'est déployé en 2017 conduisant à un pourcentage d'activités industrielles du Groupe ayant établi leur conformité au référentiel associé à ce dialogue de 48% en forte progression par rapport à 2016.

Pour ses projets d'investissement, le Groupe utilise des critères en prenant en compte l'éthique, les émissions de CO_2, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats locaux ainsi que la santé et la sécurité. Par ailleurs le Groupe prend en compte un prix interne du CO_2 dans son processus de décision des nouveaux projets.

Les *reportings* social (voir Section 3.4), environnemental (voir Section 3.5) et sociétal (voir Section 3.6) du Groupe donnent lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.8).

Concernant les notations extra-financières, ENGIE maintient en 2017 sa présence dans les deux indices *Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World* et Europe, établis sur la base des notations de l'agence de notation extra-financière RobecoSAM avec une note de 85/100, identique à celle obtenue en 2016. Le Groupe devient «Silver *class*» dans le *Year book 2018*.

Le Groupe continue d'être présent dans les quatre indices Euronext Vigeo Eiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20.

En 2017, le Groupe a été évalué par l'agence Sustainalytics et a obtenu une note de 70/100 en amélioration de 6 points par rapport à la notation précédente de 2015 et le positionnant en "*Averare Performer*".

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2017, le Groupe a été évalué

par le CDP et sa position dans la «*A-list*» des entreprises reconnues pour leur leadership en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique.

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances supérieures au secteur pour RobecoSAM, MSCI, CDP Climat, CDP Water et Ecovadis.

1.3 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de son organisation dont une présentation détaillée figure en Section 1.1.3 «Organisation», ENGIE est composé de 24 BUs [1], essentiellement géographiques. Pour les besoins de l'information financière, le Groupe a procédé à des regroupements de secteurs opérationnels conformément aux dispositions d'IFRS 8 et présente une information sectorielle organisée autour de dix secteurs reportables (voir Section 6.2 «Comptes consolidés» – Note 6 «Information sectorielle»).

Dans cette présente section, la présentation des activités et des actifs économiques stratégiques du Groupe est principalement structurée en fonction de l'information financière. Les dix premières sous-sections correspondent aux secteurs reportables (constitués d'une ou plusieurs BUs) et à l'activité non poursuivie Exploration et Production International, et la onzième sous-section présente les 5 Métiers du Groupe.

1.3.1 Amérique du Nord

Le secteur reportable Amérique du Nord correspond à la BU Amérique du Nord. Il comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, au Canada et à Porto Rico.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	2 934	3 814	-23,1 %
EBITDA	169	475	-64,3 %

1.3.1.1 Missions & Stratégie

Le marché de l'Amérique du Nord connaît une transformation énergétique fondamentale, impulsée par les progrès technologiques et politiques ainsi que par l'évolution des attentes des clients. Trois grandes tendances guident la politique énergétique et l'environnement commercial : (i) le gaz de schiste et son impact sur les prix du gaz naturel ainsi que la transition des centrales électriques à charbon vers celles à gaz ; (ii) les nouveaux modèles de production centralisée et décentralisée favorisés par les coûts décroissants et la promotion des énergies renouvelables au niveau fédéral ; et (iii) la digitalisation et l'augmentation associée du niveau des attentes des clients finaux en matière de prestation de services, de réactivité et de personnalisation des échanges avec leurs fournisseurs de services.

Actant ces évolutions de marché, la BU Amérique du Nord a revu sa mission qui consiste dorénavant à « fournir un avenir énergétique plus propre et plus innovant » en :

- développant des sources d'énergies renouvelables pour les entreprises et les territoires *via* des programmes de partage à la fois entre industriels et entre collectivités ;
- s'appuyant sur son ancrage dans le BtoB et ses compétences en matière d'énergie et de développement durable. La BU offrira à ses clients un éventail de solutions, allant de l'approvisionnement en électricité produite localement ou provenant du réseau à la gestion énergétique en temps réel, au développement de projet et au support continu aux services ;
- créant une plateforme et des canaux de ventes pour développer une présence BtoC ;
- construisant un éventail d'offres BtoT, notamment en proposant des offres d'efficacité énergétique, d'approvisionnement en énergie et des solutions d'éclairage intelligent ainsi que la possession et l'exploitation d'actifs énergétiques ;
- maintenant l'excellence opérationnelle dans la production d'électricité centralisée et la chaîne de valeur du gaz, en tant qu'opérateur responsable au sein des communautés dans lesquelles la BU est implantée.

(1) Une vingt-cinquième BU regroupe la contribution des activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA (depuis le 1/01/2017), les activités de l'entité Solairedirect et les activités holdings et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

1.3.1.2 Description des activités

La BU Amérique du Nord gère les activités d'électricité, de gaz et de services énergétiques du Groupe aux États-Unis, au Canada et à Porto Rico. Ses opérations sont organisées en quatre divisions : distribution d'électricité, production électrique, gaz naturel/GNL et services énergétiques. La BU Amérique du Nord a finalisé en février 2017 la cession de ses actifs de production *merchant* en vendant les 8,7 GW d'actifs de production thermique restants à un consortium entre Dynegy et ECP (Energy Capital Partners). À la suite de cette cession, la BU Amérique du Nord exploite un parc de production électrique de 3,2 GW (détenu à 100%) composé essentiellement de centrales thermiques au gaz, et dont 800 MW sont générés par des sources d'énergies renouvelables. En avril 2017, la BU Amérique du Nord a remporté une concession de 50 ans avec Axium Infrastructures US pour la gestion et l'optimisation de l'énergie de l'Université d'État de l'Ohio, pour ses 485 bâtiments du campus de Colombus, ce qui est une première pour les projets BtoT de la BU.

En avril 2017 également, la ville de Houston (Texas, États-Unis) et ENGIE ont annoncé conjointement la mise en service commerciale du parc solaire Holman (50 MW), situé dans l'ouest du Texas. Cette centrale a la capacité de satisfaire jusqu'à 10,5% des besoins en électricité de la ville de Houston grâce à de l'électricité d'origine solaire, dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité sur 20 ans.

En septembre 2017, la BU Amérique du Nord a annoncé l'acquisition de six entreprises de services mécaniques, initialement détenues par Talen Energy Group, basées en Pennsylvanie, à New York et en Nouvelle Angleterre et qui emploient 750 personnes au total. Cette acquisition procure à la BU une plateforme pour fournir des contrats de services mécaniques à des clients commerciaux, industriels et du secteur public dans le nord-est des États-Unis.

Le 31 octobre 2017, ENGIE Resources et Clean Energy Collective (CEC), un développeur national de communautés solaires et un fournisseur de solutions clients, ont annoncé un accord de développement conjoint pour accélérer le développement régional du marché des communautés solaires dans le nord-est des États-Unis, pour des clients résidentiels, commerciaux et des collectivités locales. Ce nouveau portefeuille de projets de communautés solaires s'ajoutera au portefeuille actuel de communautés solaires que détiennent les deux entreprises, soit 17 sites solaires d'une capacité de 22 MW au Massachusetts.

1.3.2 Amérique Latine

Le secteur reportable Amérique Latine regroupe les activités de deux BUs : la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou) et la BU Brésil. Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité, des infrastructures énergétiques ainsi que des services à l'énergie.

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

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 511	4 075	+10,7 %
EBITDA	1 711	1 696	+0,9 %

1.3.2.1 Amérique Latine (hors Brésil)

1.3.2.1.1 Missions & Stratégie

Dans les quatre pays où ENGIE opère actuellement (Chili, Pérou, Mexique et Argentine), la BU Amérique Latine a pour mission de développer :

- des solutions de fourniture d'énergie :
  - fourniture d'électricité produite à partir de sources renouvelables solaire photovoltaïque et éolien terrestre, ainsi que par des centrales thermiques ;
  - fourniture de gaz grâce à des contrats d'approvisionnement de GNL et à la gestion d'infrastructures gazières comme un terminal de regazéification, des réseaux de transport et de distribution ;
- des services à l'énergie.

La BU Amérique Latine est engagée dans le développement de nouvelles solutions, en particulier *via* ENGIE Factory (incubateur et accélérateur de *start-ups* dans le domaine de l'énergie) et *via* le développement des segments BtoB, BtoC et BtoT.

1.3.2.1.2 Description des activités

Pérou

Au Pérou, ENGIE détient 61,77% d'ENGIE Energía Peru (ex-EnerSur). À la suite de la mise en exploitation commerciale de la centrale thermique à cycle ouvert de Nodo Energético (610 MW) en octobre 2016, sur le site d'Ilo dans le sud du Pérou et de la centrale à cycle combiné de Chilca II de 111 MW en décembre 2016, dans la région de Lima, cette entité dispose d'une capacité installée de 2 561 MW. ENGIE Energía Peru est le premier opérateur du pays, en termes de capacités installées, avec une part de marché d'environ 20%. En février 2016, ENGIE Energia Peru a gagné un contrat de fourniture d'électricité sur 20 ans, qui sera produite par une centrale solaire photovoltaïque de 40 MW (en construction) localisée dans le sud du pays (Intipampa), dans le cadre d'une enchère dédiée aux énergies renouvelables. Les actions d'ENGIE Energía Peru sont cotées à la bourse de Lima.

ENGIE est un exploitant dans le domaine des services *via* sa filiale détenue à 100%, ENGIE Services Peru. Cette entité, créée en 2015, est spécialisée dans les services multi-techniques aux bâtiments.

En septembre 2017, ENGIE a acquis 100% d'Entelin, une entreprise qui propose des solutions décentralisées de production d'électricité solaire dans des zones rurales et qui compte 2 371 clients.

Chili

Au Chili, ENGIE possède 52,76% d'ENGIE Energía Chile (ex-E-CL). Cette société, cotée à la bourse de Santiago, est la première entreprise de production d'électricité dans la partie nord du Chili, avec une capacité installée de 1 971 MW. Elle exploite également 2 290 km de lignes de transport d'électricité. De plus, ENGIE Energia Chile exploite un port à

Tocopilla et sa filiale de transport de gaz, Gasoducto NorAndino, possède un gazoduc d'environ 1 000 km entre le Chili et l'Argentine.

Pour satisfaire le contrat de fourniture avec les sociétés de distribution attribué en décembre 2014, ENGIE Energía Chile a débuté la construction d'une nouvelle centrale électrique de 375 MW dans la région de Mejillones, en plus de la ligne de transport TEN (de 2 x 500 kV, 1 500 MW) entre les villes de Mejillones et Copiapó, qui interconnecte les deux principaux réseaux du Chili. À la suite de la vente de 50% de TEN à Red Eléctrica Española, finalisée en 2016, le Groupe détient maintenant 50% des parts de ce projet. La ligne de transport TEN a été mise en opération en novembre 2017.

ENGIE détient également une participation de 63% dans le terminal de regazéification de GNL de Mejillones (GNLM), d'une capacité de traitement de 5,5 Mm^3/jour. Depuis avril 2011, ENGIE Gas Chile (ex-Solgas – 100% ENGIE) vend le gaz naturel fourni par GNLM à des clients industriels et des centrales électriques situés dans le nord du Chili.

Le Groupe possède aussi, *via* sa filiale qu'elle détient entièrement, Eólica Monte Redondo, deux principaux actifs, le parc éolien de Monte Redondo (48 MW) et la centrale hydroélectrique de Laja (34,4 MW) mise en exploitation commerciale en mai 2015.

Dans le domaine des services, ENGIE est actif au travers de sa société détenue à 100%, ENGIE Services Chile, qui est principalement spécialisée dans la maintenance industrielle, les services multi-techniques, l'ingénierie et l'installation de solutions de chauffage-ventilation-climatisation et qui offre des solutions d'automatisation et d'instrumentation pour une large palette de clients dans le secteur minier, la distribution et l'énergie au Chili.

Mexique

Au Mexique, ENGIE exploite six entreprises locales de distribution fournissant du gaz naturel à plus de 445 000 clients, par le biais d'un réseau de 10 500 km, et trois entreprises de transport de gaz, exploitant 1 200 km de gazoducs. ENGIE gère également deux usines de cogénération électricité-vapeur d'une capacité installée totale de 344 MW. La production de ces centrales électriques est vendue dans le cadre de contrats à long terme à des clients industriels. À la suite de la mise en place d'une réforme énergétique principalement centrée sur le développement des énergies renouvelables, ENGIE a remporté 6 projets en 2016 et 2017 dans le cadre d'appels d'offres nationaux, pour un total de 896,6 MW (4 parcs solaires et 2 parcs éoliens).

Début 2017, ENGIE a pris une participation dans Enlight, une entreprise mexicaine spécialisée dans l'installation et l'exploitation de panneaux solaires intelligents pour les particuliers et les entreprises. *Via* cet accord, les deux entreprises soutiendront un projet ambitieux pour accélérer le déploiement de services d'installation à grande échelle de panneaux solaires sur les toits, qui vise à connecter 40 000 nouveaux utilisateurs au cours des cinq prochaines années.

Argentine

En Argentine, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas SA, une entreprise fournissant du gaz naturel à plus de 720 000 clients et qui possède 13% de parts de marché en matière de volume livré dans la région de Santa Fe et dans le nord-est de la province de Buenos Aires. De plus, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une entreprise spécialisée dans le conseil et la vente de gaz et d'électricité. ENGIE possède également des intérêts dans Gasoducto NorAndino, un gazoduc d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili, qui est entièrement détenu par ENGIE Energia Chile.

1.3.2.2 Brésil

1.3.2.2.1 Missions & Stratégie

La vision de la BU Brésil est de transformer la relation qu'entretiennent les individus avec l'énergie dans la perspective d'un monde durable. Sa mission consiste à fournir des solutions innovantes et durables en matière d'énergie et de services aux particuliers, aux entreprises et aux territoires.

Plus précisément, les orientations stratégiques de la BU Brésil sont organisées selon les axes suivants :

- production d'électricité centralisée : être à l'avant-garde de la transition énergétique vers un monde de l'énergie de plus en plus renouvelable, en investissant dans l'éolien, en exploitant des sites de production pour investir dans les centrales solaires photovoltaïques tout en maintenant des compétences clés dans l'hydroélectricité ;
- gaz : être à l'avant-garde de la restructuration du marché du gaz au Brésil qui permettra une compétitivité accrue du secteur et tirer profit des nouvelles opportunités à venir ;
- services énergétiques : devenir un acteur important dans les services à l'énergie au Brésil, en se focalisant sur les sites industriels et commerciaux et les territoires ;
- production d'électricité décentralisée : appui au développement des «consomm'acteurs» (à la fois consommateurs et producteurs) au Brésil grâce à la mise en place d'une production d'électricité décentralisée chez les clients particuliers.

1.3.2.2.2 Description des activités

- **Production d'énergie centralisée :** ENGIE Brasil Participações (EBP) est la holding des activités de ENGIE au Brésil, à l'exception des activités d'Axima, Tractebel et de ENGIE Brasil Serviços de Energia (EBSE). Néanmoins, EBSE fait partie du périmètre de la BU. EBP détient des actifs de production électrique *via* sa participation dans deux sociétés : ENGIE Brasil Energia (EBE) and Energia Sustentável do Brasil (ESBR), totalisant une capacité installée de 9 368 MW en activité et de 1 032 MW en construction. La capacité installée totale inclut : (i) les centrales hydroélectriques Jaguara (424 MW) et Miranda (408 MW), dont les concessions ont été intégrées au portefeuille d'ENGIE le 29 décembre 2017, (ii) la centrale photovoltaïque Assú V (30 MW) qui est entrée en exploitation commerciale en 2017, (iii) l'acquisition du projet éolien Umburanas (605 MW) qui comporte déjà, dans sa phase 1, 360 MW en construction, tandis que les autres 245 MW sont en phase de développement. La capacité totale exclut les centrales éoliennes Beberibe (26 MW) et Pedra do Sal (18 MW) ainsi que la petite centrale hydroélectrique Areia Branca (20 MW), qui ont été vendues en 2017.

  EBE : l'entreprise a une capacité installée de 7 868 MW et exploite 9 589 MW d'actifs de production, ce qui représente environ 6% des capacités totales du Brésil. Ses actifs sont constitués de 31 centrales exploitées par la société : 81,2% de la capacité installée sont des centrales hydroélectriques, 13,3% des centrales thermiques et 5,5% d'autres types d'actifs (biomasse, éolien, petites centrales hydroélectriques et centrales solaires). EBE est sous le contrôle d'EBP, qui détient 68,71% de son capital. Ses actions sont cotées à la bourse brésilienne et l'entreprise est gérée conformément aux principes de gouvernance les plus stricts.

  EBP détient également un ensemble de 1 032 MW de projets en construction, par l'intermédiaire d'EBE : une centrale électrique à charbon (Pampa Sul – 345 MW) et deux parcs éoliens (Campo Largo Complex – phase 1 – 327 MW et Umburanas – phase 1 – 360 MW). Les trois projets susmentionnés en construction sont consolidés au niveau d'EBE.

ESBR : EBP détient une participation de 40% dans ESBR Participações S.A., une société qui détient la totalité d'ESBR. ESBR détient 100% du capital de la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW) qui a été mise en service en novembre 2016. ESBR a émis ses premiers 1,7 million de crédits carbone équivalent à 1,7 million de tonnes de CO_2 évitées entre juillet 2014 et février 2015. La centrale hydroélectrique de Jirau demeure le plus grand projet d'énergie renouvelable au monde ayant opté pour le mécanisme de développement propre.

- **Transport d'électricité** : en décembre 2017, ENGIE a intégré le marché des lignes de transport d'électricité au Brésil, par l'intermédiaire de sa société EBE. EBE a remporté une vente aux enchères pour un projet comportant environ 1 000 km de lignes de transport électrique et cinq sous-stations électriques, dans l'État de Paraná dans le sud du Brésil.
- **Production d'électricité décentralisée** : au Brésil, ENGIE développe ses activités de production solaire décentralisée *via* ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD). ENGIE détient une participation dans EGSD par l'intermédiaire d'EBE, qui détient 50% d'EGSD. EGSD fournit une solution complète d'énergie solaire photovoltaïque pour les foyers et les entreprises. Actuellement, l'entreprise exploite plus de 1 500 panneaux solaires installés dans 15 États du Brésil.
- **Solutions intégrées** : ENGIE Brasil Soluções Integradas (EBSI) offre des services de solutions intégrées. L'entreprise intervient dans le développement et l'intégration des systèmes de télécommunications, sûreté et sécurité pour l'industrie pétrolière et gazière, ainsi que dans les domaines des infrastructures et des villes intelligentes. EBSI est une filiale d'EBP.
- **Services énergétiques** : ENGIE Brasil Serviços de Energia (EBSE) développe et installe des solutions de maintenance et d'efficacité énergétique sur mesure pour ses clients, pour les systèmes de chauffage, de ventilation et d'air conditionné, permettant une hausse de la disponibilité des installations et une réduction de la consommation énergétique.

1.3.3 Afrique/Asie

Le secteur reportable Afrique/Asie regroupe les activités de quatre BUs : la BU Afrique, la BU Chine, la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan) et la BU Asie Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos). 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.

Les secteurs opérationnels Asie Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Afrique/Asie car ces régions ont comme point commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles présentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie et une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	3 984	3 804	-4,7 %
EBITDA	1 323	1 162	+13,8 %

1.3.3.1 Afrique

1.3.3.1.1 Missions & Stratégie

La BU Afrique est chargée de développer les activités d'ENGIE dans les pays d'Afrique où le Groupe est déjà implanté, et d'entrer dans une sélection de nouveaux pays qui offrent un équilibre prometteur entre avantages et risques pour les activités qui forment le cœur de métier d'ENGIE. Plus précisément, la BU entend développer :

- la production électrique centralisée avec une priorité systématique accordée aux énergies renouvelables (éolien, solaire photovoltaïque et énergie solaire à concentration, hydroélectricité, biomasse, géothermie) et au gaz ;
- les infrastructures gazières (terminaux de regazéification, stockage, transport) et l'importation de GNL, principalement destinées à la production d'électricité ;
- les solutions énergétiques pour les territoires, à la fois pour les zones urbaines raccordées au réseau et pour les zones rurales isolées, avec le déploiement de solutions hors réseau ou de solutions innovantes de micro-réseaux ;
- la vente de services énergétiques et d'efficacité énergétique aux entreprises, ainsi que de *facility management*, d'installations et de maintenance ;
- la vente d'électricité aux particuliers, notamment au travers de systèmes solaires domestiques avec des solutions de paiement par téléphone mobile.

1.3.3.1.2 Description des activités

Au Maroc, le parc éolien de Tarfaya (301 MW) est exploité par la *joint venture* TAREC, détenue à 50% par ENGIE et à 50% par Nareva Holding. Le parc représente 40% de la capacité totale du Maroc dans le domaine éolien. Il est exploité dans le cadre d'un contrat BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) d'une durée de 20 ans. La centrale de Safi, actuellement en construction, sera composée de deux unités de production thermique à la pointe de la technologie (2 × 693 MW). Après sa mise en service prévue en 2018, l'électricité ainsi produite sera vendue à l'Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans. Cette centrale est la première en Afrique à utiliser une technologie ultra-supercritique au charbon propre. ENGIE détient une participation de 35% dans la société de projet SAFIEC.

En Égypte, ENGIE a signé en 2017 un contrat pour construire, acquérir et exploiter un parc éolien dans le Golfe de SUEZ d'une capacité de 250 MW (Ras Ghareb). L'énergie produite sera vendue dans le cadre d'un contrat d'achat de long terme sur 20 ans passé avec la Compagnie égyptienne de distribution d'électricité. La construction des installations a débuté en décembre 2017. Environ 24 mois seront nécessaires pour finaliser les travaux.

En Afrique du Sud, West Coast I (Aurora Wind Power) est un parc éolien de 94 MW, mis en service en juin 2015, et qui fait l'objet d'un contrat sur 20 ans. ENGIE détient une participation de 43% dans Aurora Wind Power.

Les centrales électriques de pointe Dedisa et Avon sont deux nouvelles centrales à turbine à gaz à circuit ouvert (335 MW et 670 MW). Dedisa a réalisé sa première distribution au réseau en octobre 2015 et Avon a débuté son exploitation commerciale complète en juillet 2016, dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 15 ans signé avec Eskom Holdings. ENGIE détient une participation de 38% dans les deux sociétés propriétaires des centrales.

Kathu est une centrale solaire à concentration (CSC) de 100 MW en cours de construction dans la province du Cap du Nord. La technologie des miroirs cylindro-paraboliques sera complétée par un système de stockage de l'énergie dans des sels fondus qui permet de fournir 4,5 heures d'autonomie de batterie. La construction de la centrale CSC a démarré à la mi-2016 et sa mise en service est prévue en 2018. Parmi les actionnaires du parc solaire de Kathu figure un groupe d'investisseurs, dont ENGIE fait partie (48,5%).

Outre de grands projets de production électrique raccordée au réseau, ENGIE intervient également sur le marché hors réseau. En octobre 2016, ENGIE a inauguré son premier projet pilote baptisé «*PowerCorner*». Il s'agit d'une unité de micro-réseau de 16 kW composée de panneaux solaires, de batteries et d'un générateur diesel de secours, située dans le village isolé de Ketumbeine en Tanzanie. Le Groupe a construit et développé davantage d'unités en 2017.

En octobre 2017, ENGIE a annoncé qu'il allait acquérir 100% de Fenix International, une entreprise spécialisée dans l'énergie proposant des installations solaires domestiques en Afrique. Les principales activités de Fenix se situent en Ouganda, où l'entreprise est le premier acteur pour les installations solaires domestiques avec plus de 140 000 clients. Fenix sera le moteur de croissance d'ENGIE dans les installations solaires domestiques en Afrique et permettra au Groupe de devenir un acteur majeur et profitable de services énergétiques décentralisés sur ce continent.

Les activités d'ENGIE en matière de services énergétiques sont réparties en Afrique *via* un certain nombre de sociétés (avec une présence particulièrement développée en Algérie et au Maroc avec Cofely Maroc). En décembre 2017, ENGIE a annoncé la signature d'un accord avec le groupe SPIE visant l'acquisition des activités de SPIE Maroc.

Cofely Maroc développe des solutions multi-techniques de maintenance, d'efficacité énergétique et de *facility management* pour le compte de grandes multinationales et d'entreprises locales telles que Renault, Sanofi, Bombardier, Casa Marina, le programme des mosquées vertes, etc.

Cofely Maroc est par ailleurs responsable de la supervision et de la maintenance des équipements pour le port de Tanger Med.

En novembre 2017, ENGIE a signé une convention d'achat d'actions avec deux entreprises sud-africaines de chauffage-ventilation-climatisation et de maintenance, Thermaire (Pty) Ldt et Ampair (Pty) Ltd pour acquérir 100% de leurs parts. La clôture de cette transaction est soumise aux autorisations des organismes de réglementation compétents.

1.3.3.2 Chine

1.3.3.2.1 Missions & Stratégie

Capitalisant sur le savoir-faire et les solutions du Groupe ainsi que sur les innovations chinoises, la BU Chine a pour ambition de devenir un acteur de référence de la transition énergétique chinoise.

En ligne avec les ambitions fixées par les autorités chinoises et avec les choix stratégiques du Groupe, la BU Chine développe des solutions vertes et décentralisées en se focalisant sur 4 priorités tout en bénéficiant des avantages que présente un marché au développement rapide :

- développer les énergies renouvelables, en premier lieu l'énergie solaire, tout en conservant un intérêt potentiel pour l'éolien en mer et, à plus long terme, pour l'hydroélectricité ;
- développer des activités liées à la mobilité verte, comme celles «*as a service*» liées aux infrastructures et à la gestion de la durée de vie des batteries pour les véhicules électriques ;
- développer des solutions décentralisées en se spécialisant sur les activités de réseaux urbains de chaleur et de froid ;
- tester des opportunités liées à l'économie circulaire, en menant une première approche centrée sur le biogaz.

Les priorités précédemment citées ne constituent que les prémices d'une approche plus globale où les renouvelables, les solutions décentralisées et l'économie circulaire forment un ensemble de solutions plus complètes pour les clients BtoB et BtoT.

1.3.3.2.2 Description des activités

En coopération avec ses partenaires chinois, la BU Chine est engagée dans cinq co-entreprises ou entreprises associées, principalement actives dans l'énergie décentralisée et le développement solaire.

- UNISUN (détenue à 30% par ENGIE, qui a pris une participation dans cette société en 2017) : une entreprise de développement de projets solaires photovoltaïques basée dans la ville de Ningbo dans la province de Zhejiang. UNISUN développe des projets centralisés et décentralisés et a développé environ 750 MW de projets photovoltaïques à fin 2017 (dont 600 MW pour la seule année 2017). Unisun a également développé et détient à 100% UPER, une société spécialisée dans l'exploitation et la maintenance d'actifs solaires pour le compte de tiers. C'est aujourd'hui le premier acteur du secteur en Chine avec 1,4 GW d'actifs exploités ;
- SFES : une *joint venture* (40% ENGIE, 60% Chongqing Gas Group) qui exploite et développe des projets de réseaux urbains de chaleur et de froid dans la zone de Chongqing (Danzishi, Armed hospital, Hechuan, etc.) ;
- YUECHI : une *joint venture* créée en 2014 pour un projet unique (49% ENGIE, 51% Sichuan Energy Investment Company – SCEI) pour

développer et exploiter un projet de cogénération dans la province de Sichuan ;

- ETS : une *joint venture* spécialisée dans les services (50% ENGIE, 50% SCEI) localisée dans la ville de Chengdu dans la province de Sichuan, créée en 2015, qui fournit des services d'exploitation et de maintenance (Yuechi) ainsi que des services de conseils techniques dans le domaine de l'énergie ;
- BUGET : une *joint venture* spécialisée dans l'ingénierie (49% ENGIE, à travers Tractebel Engineering ; 51% Beiran Enterprise Company), basée à Pékin.

La BU Chine est en support pour les entités du Groupe qui souhaitent développer leurs activités en Chine, telles que les BUs GEM et Tractebel. La BU GEM a récemment pris la décision d'établir une filiale en Chine qui serait spécialisée dans les produits de la transition énergétique : le CO_2 et l'électricité verte. Son objectif est de proposer des services et des matières premières principalement aux grands clients industriels.

1.3.3.3 Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (MESCAT)

1.3.3.3.1 Missions & Stratégie

La BU MESCAT s'est fixé pour mission de continuer à développer des positions fortes dans la production d'énergie centralisée peu émettrice de CO_2 (gaz naturel) et de développer de nouvelles activités : production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, développement des solutions intégrées BtoB et BtoT.

La stratégie de la BU repose sur deux piliers :

- préserver et accroître la valeur du portefeuille d'actifs existants ;
- effectuer de nouveaux développements dans de nouvelles zones géographiques et à travers de nouveaux métiers.

1.3.3.3.2 Description des activités

Production d'énergie centralisée

Pays du Conseil de Coopération du Golfe (CCG) : dans les pays du CCG, la BU MESCAT intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs et vend l'électricité et l'eau produites en direct, dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme.

La BU MESCAT est le premier développeur privé d'électricité et d'eau dans la région, avec des capacités de production totales de 32 GW et de 1 212 MGIJ (5,5 millions de m^3 d'eau/jour) provenant des installations de dessalement en exploitation ou en construction. Dans le cadre du modèle commercial de producteur indépendant d'électricité (et d'eau) au Moyen-Orient, les projets sont généralement pour partie la propriété du gouvernement (exploitant local aux côtés des partenaires).

Les cadres réglementaires dans les différents pays du CCG sont similaires, avec des appels d'offres compétitifs lancés par les autorités responsables de l'électricité demandant aux producteurs d'électricité privés de soumissionner pour des concessions relatives à la construction, à la propriété et à l'exploitation des centrales. La production est ensuite vendue par le producteur privé à une société de services à la collectivité en vertu de contrats à long terme dont les modalités sont définies au stade de l'appel d'offres.

La BU MESCAT détient des participations et/ou exploite les centrales de production d'eau et de production d'électricité à partir de gaz dans les pays du CCG suivants :

- Arabie saoudite : Marafiq, Riyadh PP11, Tihama, Fadhili ;
- Bahreïn : Al Dur, Al Ezzel, Al Hidd ;
- Qatar : Ras Laffan B, Ras Laffan C ;
- Émirats arabes unis : Fujairah F2, Al Taweelah A1, Shuweihat S1, Shuweihat S2, Umm Al Nar, Mirfa ;
- Oman : Al Kamil, Barka 2, Barka 3, Sohar 1, Sohar 2, Al Rusail, Al Manah [1] ;
- Koweït : Az Zour North.

ENGIE Power & Water Middle East a été créé sous la forme d'une organisation dédiée à la gestion du portefeuille d'actifs et des installations d'exploitation et de maintenance associées dans les pays du CCG et au Pakistan.

Asie du Sud : au Pakistan, dans la province du Baloutchistan, ENGIE détient à 100% les deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) Uch 1 (551 MW) et Uch 2 (381 MW). L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux compagnies de distribution. Le marché des consommateurs n'est pas libéralisé.

En Inde, à travers l'activité de Solairedirect, ENGIE possède aujourd'hui un portefeuille de parcs solaires de 180 MW. ENGIE est actif tout le long de la chaine de valeur : Solairedirect intervient en tant que développeur, propriétaire, constructeur et exploitant d'actifs.

Turquie : le marché de l'électricité turc connaît aujourd'hui un processus de libéralisation visant à le transformer en marché totalement ouvert. Le *trading* a été graduellement mis en place *via* un marché au comptant opérationnel depuis fin 2010 sur le «*Balancing and Settlements Market*» (marché d'équilibrage et de règlements). ENGIE détient une participation de 95% dans Baymina Enerji, une CGCC de 763 MW, ainsi qu'une participation de 33,3% dans la CGCC Uni-Mar Marmara de 480 MW. L'électricité est vendue à TETAS, l'acheteur national d'électricité, dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme.

Chaîne de valeur du gaz

Turquie : ENGIE détient aussi 90% du cinquième distributeur de gaz naturel en Turquie, IZGAZ, qui distribue et commercialise du gaz naturel à plus de 300 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels dans la région de Kocaeli.

ENGIE ETP, une société créée en 2010, exerce des activités de gros et de détail dans le gaz naturel depuis 2011. Elle détient une licence de GNL au comptant pour exploiter une activité de gaz naturel en Turquie.

ENGIE a inauguré le premier terminal flottant d'importation de GNL en Turquie. Le Groupe a été sélectionné par les promoteurs Kolin et Kalyon pour fournir cette solution «*fast-track*» d'importation de GNL reposant sur l'usage d'un FSRU (unité flottante de stockage et de regazéification), pour laquelle le Groupe a choisi le Neptune, l'un des deux FSRU de sa flotte.

Services

Pays du CCG : au travers de sa filiale COFELY BESIX Facility Management (CBFM), constituée en 2008 sous forme d'une *joint venture* avec le groupe de construction belge BESIX, ENGIE est un gestionnaire d'installations majeur aux Émirats arabes unis et au Qatar. CBFM gère un certain nombre de clients tels que Masdar City & Institute à Abu Dhabi, la Qatar Foundation à Doha, ainsi que Emirates SkyCargo et Emaar Properties à Dubaï. Outre la gestion d'installations techniques, l'entreprise propose également un éventail de services externalisés dans les domaines aéroportuaire.

En juin 2017, ENGIE a acquis une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), leader régional des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'un million

(1) ENGIE ne détient pas de participation dans Al Manah mais exploite cette centrale.

de tonnes de froid produites par ses 71 usines de refroidissement urbain situées dans les pays du Golfe. Tabreed compte de nombreux prestigieux clients, comme la mosquée de Sheikh Zayed à Abu Dhabi, le métro de Dubaï, ou encore les îles Al Maryah et Yas.

Turquie : ENGIE Turkey propose des services d'exploitation et de maintenance à des industriels, tant dans la production que dans la distribution d'énergie.

ENGIE a débuté son activité dans l'électricité de détail en 2015 et détient une licence d'approvisionnement sur le marché de l'électricité turc.

1.3.3.4 Asie Pacifique

1.3.3.4.1 Missions & Stratégie

La BU Asie Pacifique est bien implantée en Australie, en Indonésie, en Malaisie, aux Philippines, à Singapour et en Thaïlande, avec un portefeuille de projets dans d'autres pays de la région. La BU Asie Pacifique a procédé à une décarbonisation à grande échelle *via* la cession et la fermeture de certaines centrales au charbon, conjuguée à une solide ambition de croissance dans la production d'électricité à partir de sources renouvelables, ainsi que dans les services et les nouvelles activités autour de l'électrification des zones rurales, la mobilité verte et les villes intelligentes.

1.3.3.4.2 Description des activités

Australie et Nouvelle-Zélande

En Australie, l'activité se concentre historiquement sur la production et la vente d'électricité.

ENGIE exploite désormais environ 1 000 MW (bruts) d'installations renouvelables (éoliennes) et de centrales de production électrique au gaz. La centrale à charbon d'Hazelwood a fermé le 31 mars 2017 à la suite de la mise en œuvre d'activités de démantèlement dans la centrale électrique. En novembre 2017, ENGIE a signé un accord concernant la vente de ses parts dans la centrale à charbon de Loy Yang B (1 056 MW). La clôture financière de cette transaction a eu lieu le 15 janvier 2018. Depuis cette date, le portefeuille d'ENGIE dans ce pays ne comporte plus de centrale à charbon.

De ce fait, les activités sont maintenant davantage concentrées sur le développement d'énergies renouvelables. La BU dispose d'un portefeuille de projets solaires et éoliens en développement et la construction du parc éolien de Willogoleche, d'une capacité de 119 MW, devrait s'achever à la mi-2018.

Le portefeuille d'activités comprend également une activité de vente d'énergie en pleine croissance baptisée «*Simply Energy*», qui fournit de l'électricité et du gaz sur les segments BtoB et BtoC (environ 670 000 contrats).

Dans le domaine des services, en Australie et Nouvelle-Zélande, ENGIE fournit des services multi-techniques aux bâtiments et des services d'installation, avec une spécialisation dans les services mécaniques, la lutte contre les incendies, les communications électriques et l'efficacité énergétique. ENGIE dispose également d'une expertise dans les réseaux énergétiques territoriaux et a développé un réseau urbain de chaleur et de froid bas carbone à Christchurch, en Nouvelle-Zélande, dans le cadre du programme de reconstruction après le séisme.

Thaïlande, Laos et Myanmar

Le groupe Glow, dans lequel ENGIE détient une participation majoritaire (69,1%), est coté à la Bourse de Thaïlande. Cet acteur majeur du marché de l'énergie thaïlandais possède une capacité installée combinée de 3 216 MW en Thaïlande et au Laos. Le groupe Glow produit et fournit de l'électricité à l'office thaïlandais de production d'électricité *Electricity Generating Authority of Thailand* (EGAT), dans le cadre de programmes thaïlandais pour les petits producteurs d'électricité et les producteurs d'électricité indépendants du pays, et fournit de l'électricité, de la vapeur, de l'eau industrielle et des services principalement à de gros clients industriels.

ENGIE détient aussi une participation de 40% dans PTT NGD, un distributeur de gaz naturel qui dessert des clients industriels dans la région de Bangkok.

ENGIE est présent depuis 2001 dans le secteur des services énergétiques, et fournit des solutions complètes d'efficacité énergétique aux secteurs des services industriels et commerciaux, aux collectivités locales, aux administrations publiques et aux infrastructures.

Indonésie

Deux projets de géothermie sont en développement à Sumatra, en collaboration avec PT Supreme Energy. ENGIE a débuté les travaux de construction pour la première étape (80 MW) du projet géothermique de Muarah Laboh et travaille également à la clôture financière, d'ici la mi-2018, de la première étape (90 MW) du projet géothermique de Rantau Dedap.

ENGIE étudie également un certain nombre d'autres projets dans les énergies renouvelables, notamment des solutions décentralisées, aux côtés de divers partenaires locaux.

Mongolie

ENGIE construit et exploitera le parc éolien de Sainshand, d'une capacité installée de 55 MW, dans le désert de Gobi. Il s'agit du premier projet renouvelable du Groupe en Mongolie. La construction, débutée en 2017, est supervisée par ENGIE Tractebel et la mise en service des installations est prévue pour le deuxième semestre 2018.

Singapour

ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, la plus grande société de production et de distribution d'énergie verticalement intégrée de Singapour en matière de capacité de production. Senoko Energy possède et exploite un portefeuille d'actifs de production électrique avec une capacité combinée de 3 300 MW et une part de marché d'environ 20%. Senoko est également présent sur le marché de la distribution d'électricité sur le segment BtoB avec une part de marché de 20% et se positionne en vue de l'ouverture du marché de la distribution BtoC à la mi-2018.

La BU Asie Pacifique exerce également deux activités clés dans les services énergétiques :

- ENGIE Services Singapore (Cofely FMO), dont le cœur de métier consiste à fournir des solutions intégrées de *facility management* et d'efficacité énergétique avec un savoir-faire stratégique dans les installations critiques tels que les aéroports, les établissements de santé, les infrastructures ferroviaires et les établissements d'enseignement ;
- ENGIE ITS (Cofely Data Centers) est un spécialiste des centres de données doté de capacités clés dans la conception, la construction et la maintenance de ces centres.

Malaisie

En Malaisie, le Groupe intervient au travers d'ENGIE Services depuis 2012, à la suite de l'acquisition d'une participation de 49% dans Megajana, qui exploite les centrales de froid urbain de CyberJaya.

ENGIE Services Malaysia est une entreprise de services énergétiques (ESCO) agréée disposant de capacités de livraison essentielles et d'un savoir-faire clé dans la gestion de l'énergie et de l'environnement.

Philippines

ENGIE Services est présent dans le pays depuis 2010 où il apporte des solutions complètes d'efficacité énergétique à des clients industriels et commerciaux à Manille, ainsi que dans les régions d'Alabang-Batangas et de Cebu. En 2017, l'entreprise a mis en service une centrale de froid urbain de 40 MWth sur une friche industrielle de Northgate dans la ville de Filinvest dans la région d'Alabang.

1.3.4 Benelux

Le secteur reportable Benelux correspond à la BU Benelux qui comprend les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg, à savoir la production d'électricité à partir des centrales nucléaires du Groupe et des capacités de production renouvelable, la commercialisation de gaz naturel et d'électricité et les activités de services à l'énergie et d'installation.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	8 865	9 044	-2,0 %
EBITDA	551	755	-26,9 %

1.3.4.1 Missions & Stratégie

La BU Benelux est leader historique de la fourniture d'électricité et de gaz sur le marché belge, challenger aux Pays-Bas et leader dans le secteur des services au Benelux. La mission de la BU est d'«être leader dans les solutions globales et durables qui font la différence pour les clients dans l'énergie, les services et les installations techniques». En conséquence, la BU développe et met en œuvre des solutions énergétiques et industrielles d'avenir en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas :

- la production d'électricité sans émission de CO_2, de manière fiable et à un coût compétitif, en respectant les normes les plus exigeantes en matière de sécurité et de protection de l'environnement ;
- la fourniture d'énergie, de services pour l'efficacité énergétique de la maison et de solutions de mobilité ancrées dans la révolution énergétique et digitale, qui simplifient la vie de ses clients particuliers ;
- la mobilisation pour le compte de ses clients industriels, des villes et collectivités, d'une large gamme de savoir-faire et d'expertises pour la mise en œuvre de solutions durables dans le domaine de l'efficacité énergétique des bâtiments, du développement et de l'optimisation des systèmes énergétiques et des infrastructures, du confort et de la mobilité des citoyens.

1.3.4.2 Description des activités

La BU Benelux exploite et maintient, dans le respect des normes de sécurité nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et Tihange en Belgique, représentant une capacité installée totale de 5 918 MWe (dont 897 MWe de droits de tirage tenus par des parties tierces). De plus, la BU Benelux possède 1 118 MWe de droits de tirage avec EDF en France et 290 MWe de droits de tirage avec E.ON en Allemagne.

Un cadre juridique et fiscal stable a été mis en place pour l'exploitation des centrales nucléaires jusqu'en 2025. Il définit, entre autres, les paramètres économiques sous-tendant l'extension de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, ainsi que le mécanisme pour calculer le niveau de la contribution nucléaire que devra payer Electrabel.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003, relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires. Au 31 décembre 2016, le montant des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe s'élevait à 10,0 milliards d'euros (dont 4,5 milliards relatifs au démantèlement des installations et 5,5 milliards relatifs à la gestion de la partie aval du cycle du combustible). Ces provisions reposent sur les caractéristiques de base présentées dans le dossier triennal approuvé par la Commission des provisions nucléaires (CPN) le 12 décembre 2016.

En 2017, l'augmentation des provisions nucléaires de 0,4 milliard d'euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2017 correspond principalement à la charge récurrente de «désactualisation» et aux quantités supplémentaires de combustibles consommés en 2017.

La BU opère également des actifs de production d'énergie renouvelable, comprenant une capacité éolienne terrestre de 318 MWe (+60 MWe en 2017) en Belgique et 56 MWe aux Pays-Bas, et une capacité solaire de 10 MWc en Belgique et de 11 MWc aux Pays-Bas. La BU est responsable du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de ses actifs. Son objectif est d'accroître ses capacités installées en lien avec la stratégie du Groupe : en Belgique, la BU ambitionne notamment de dépasser 550 MWe de capacité éolienne à l'horizon 2020. Dans le cadre de la stratégie d'ENGIE pour l'éolien en mer, la BU est impliquée depuis 2011 dans le développement du projet éolien en mer MERMAID (environ 260 MWe), qui doit être construit au large des côtes belges. Dans ce contexte, MERMAID négocie actuellement une fusion avec le projet éolien en mer «Seastar» pour créer un projet plus important, de plus de 500 MWe. La BU Benelux peut partager l'expérience acquise dans la réalisation de ce projet avec d'autres entités du groupe ENGIE. En ce qui concerne les sous-stations de haute-tension en mer, la BU est leader sur ce marché, *via* ENGIE Fabricom (19 sous-stations construites et 3 sous-stations en construction ou commandées).

Sur le marché du solaire photovoltaïque, la BU travaille avec ses clients industriels pour développer une capacité d'au moins 60 MWc en Belgique. La BU a la même ambition aux Pays-Bas.

À travers ENGIE Axima, ENGIE Cofely et ENGIE Fabricom, la BU Benelux intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie et du transport et fournit à ses clients publics et privés des services multi-techniques et des solutions comme :

- l'amélioration de la performance énergétique et la limitation de l'impact environnemental des bâtiments (audit de performance énergétique, systèmes de chauffage, ventilation et climatisation, gestion et maintenance multi-technique, contrats de performance énergétique, etc.) ;
- la production, l'exploitation et la distribution de sources d'énergies locales et renouvelables (centrales de cogénération, utilités industrielles, etc.) ;

- les services intégrés (*facility management*, gestion multi-sites, partenariats public-privé, etc.) ;
- des activités de maintenance des réseaux (basse et moyenne tension, gaz basse pression, distribution audiovisuelle, internet, téléphonie, Wi-Fi, eau, éclairage public, etc.) ;
- des activités d'installation et de maintenance industrielles (impression 3D, électricité & instrumentation, tuyauterie, mécanique, automatisation, protection incendie, refroidissement industriel, solutions pour les processus) ;
- des activités de construction et de maintenance pour les infrastructures liées à la mobilité routière (éclairage, signalisation, gestion de la circulation, maintenance générale de long terme, etc.), fluviale (ponts, écluses, barrages, systèmes de gestion du débit des eaux, etc.), aérienne, portuaire (surveillance de la circulation des navires, etc.) et ferrée (stations de train et de métro, caténaires, signalisation, systèmes d'information pour les passagers, etc.).

Sur le marché du *retail*, la BU Benelux gère environ 2,66 millions de contrats en électricité (9,1 TWh) et 1,37 million en gaz naturel (19,9 TWh) en Belgique et environ 270 000 contrats en électricité (1,2 TWh) et en gaz naturel (4,4 TWh) aux Pays-Bas. Elle dispose également d'un portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), en électricité (13,2 TWh vendus en Belgique, 8,5 TWh aux Pays-Bas) et en gaz naturel (17,0 TWh en Belgique et 8,1 TWh aux Pays-Bas), ainsi que des offres de services énergétiques. Enfin, la BU a développé une gamme de produits et services innovants pour toutes ses catégories de clients (isolation, remplacement de chaudières individuelles, technologies connectées, installation de solaire photovoltaïque, services d'assistance à domicile, etc.).

Enfin, dans le domaine de la mobilité électrique en Belgique, la BU a récemment lancé une offre unique ENGIE, disponible pour la vente transversale et desservie par les différentes entités. En 2017, elle a vendu et installé plus de 500 bornes de recharge pour des clients BtoB. Pour les clients BtoC, elle a développé une nouvelle offre tarifaire spécifique en électricité (appelée «DRIVE») pour les conducteurs de véhicules électriques. En janvier 2018, elle a lancé «WE-EV», un réseau de bornes de recharge partagées à destination des clients BtoB.

1.3.5 France

Le secteur reportable France regroupe les activités de quatre BUs : la BU France Renouvelables (développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France – hors Solairedirect), la BU France BtoB (services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures), la BU France BtoC (commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels) et la BU France Réseaux (qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie – réseaux d'électricité, de chaud et de froid).

Les secteurs opérationnels France Renouvelables, France BtoB, France BtoC, et France Réseaux, regroupent les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie, et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016[1]	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	16 659	20 332	-18,1 %
EBITDA	1 475	1 315	+12,2 %

(1) Chiffre d'affaires et EBITDA 2016 y compris les activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA, transférées vers le secteur Autres au 1er janvier 2017.

1.3.5.1 France Renouvelables

1.3.5.1.1 Missions & Stratégie

La BU France Renouvelables a pour missions de développer, construire, financer, exploiter et effectuer la maintenance des actifs de production d'électricité renouvelable d'ENGIE en France, à partir d'énergie hydraulique, éolienne, photovoltaïque ou marine.

Elle assure aussi, pour le compte du Groupe et notamment de ses filiales européennes, une mission d'expertise technique et de support industriel, incluant les achats, à travers des équipes mutualisées d'experts.

Elle réalise ses missions à travers les filiales d'ENGIE, rapportant à la BU, et décrites dans la Section 1.3.5.1.2 ci-après.

Au plus proche des territoires, l'ambition de la BU est de faire de la transition énergétique une réalité concrète au cœur de l'activité d'ENGIE. Que ce soit dans les technologies existantes les plus matures (hydraulique, éolien, solaire, etc.) ou dans les nouvelles technologies (éolien en mer posé et flottant, hydrogène, etc.), la BU est présente sur l'ensemble des activités qui font et feront la croissance verte du mix énergétique français. Pour cela, elle a pour ambition d'accélérer fortement son développement dans l'éolien et le solaire, tout en confortant ses positions dans l'hydroélectricité :

- éolien terrestre : renforcer le leadership du Groupe sur un marché qui devrait plus que doubler d'ici 2023 pour atteindre près de 3 GW installés sur cette technologie en 2021. La BU se positionne de manière compétitive dans un cadre réglementaire désormais notifié par la Commission européenne, et sécurisé ;
- solaire photovoltaïque : accélérer fortement le développement, avec un marché qui devrait plus que tripler d'ici 2023, pour atteindre près de 2,2 GW de capacités installées sur cette technologie en 2021, dans un cadre réglementaire, lui aussi notifié à la Commission européenne et sécurisé ;
- hydroélectricité : conserver un rôle de premier plan en saisissant les opportunités qui se présenteront sur les concessions hydrauliques, tout en protégeant les positions du Groupe ;

- énergies marines : capitaliser sur les premiers projets pour poursuivre et accélérer leur développement (éolien en mer posé, éolien en mer flottant).

1.3.5.1.2 Description des activités

La BU France Renouvelables est composée d'un ensemble de filiales, détenues par ENGIE, seul ou en partenariat :

- ENGIE Green (issue de la fusion de Futures Énergies et Maia Eolis, en 2016 et LCV – La Compagnie du Vent – en 2017 et de l'intégration progessive des activités de développement, d'exploitation et de maintenance de Solairedirect en France à partir du 1er janvier 2018) : éolien terrestre, solaire photovoltaïque et énergies marines renouvelables ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi) : hydroélectricité ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône), et sa filiale CN'Air : hydroélectricité, éolien terrestre, solaire photovoltaïque ;
- Projets de Dieppe/Le Tréport, et de l'Île d'Yeu/Noirmoutier : éolien en mer (2 × 500 MW de capacités installées potentielles) ;
- Altiservice : gestion de trois stations de ski dans les Pyrénées, alimentées à 100% en énergies renouvelables.

1.3.5.2 France BtoB

1.3.5.2.1 Missions & Stratégie

Dans un contexte national porteur d'enjeux d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB imagine, conçoit, réalise et exploite des installations, des bâtiments et des infrastructures à hautes performances destinés aussi bien aux acteurs publics (administrations, villes ou territoires) que privés (activités industrielles, secteurs tertiaires, habitat collectif).

Les solutions déployées par la BU s'appuient à la fois sur les expertises fortes des quatre entités qui la composent, sur une présence territoriale nationale dense, sur une solide intimité clients et sur une dynamique d'innovation permettant d'anticiper et d'accompagner les nouveaux besoins en associant innovations digitales (*Building Information Modeling*, hypervision, analyse des données, etc.), technologiques (hydrogène, biogaz et biomasse, mini-cogénérations, *micro-grids*, etc.) et comportementales (performance des usages, auto-consommation, appétence pour le local et le partage, etc.).

Pour conforter sa place de leader français d'intégrateur de solutions d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB accélère sa stratégie de croissance organique et d'acquisitions ciblées selon trois axes :

- densification de ses métiers historiques sur le territoire national (*cf.* acquisition par ENGIE Axima de MCI, spécialiste national du froid, en 2017) ;
- renforcement de ses activités de spécialité afin d'en faire des champions incontestés, en capacité d'être projetés sur différents territoires à l'international en soutien des autres BUs du Groupe (*cf.* acquisition par ENGIE Ineo d'Icomera, spécialiste en systèmes de communication embarquée, et celle par ENDEL ENGIE de CNN-MCO, spécialiste de la maintenance navale, en 2017) ;
- développement des offres innovantes, associant nouvelles technologies et digital, et intégrées (de type multi-sites, multi-techniques et multi-services).

1.3.5.2.2 Description des activités

Forte de ses quatre entités historiques aux expertises complémentaires, la BU France BtoB intervient sur toute la chaîne de valeur des services à l'énergie, de la conception, la construction (ou la rénovation), la maintenance à l'exploitation complète avec engagements de performances. Ces solutions d'efficacité énergétique et environnementale et de services associés s'adressent à la fois aux industriels, aux secteurs tertiaires (publics ou privés), aux gestionnaires d'infrastructures, aux municipalités et collectivités territoriales ou aux gestionnaires d'habitats collectifs.

- ENGIE Axima, experte du génie climatique (chauffage, ventilation, climatisation, froid et traitement de l'air), propose de concevoir, de construire ou de rénover des équipements de production et de distribution d'énergie décentralisée au sein de bâtiments tertiaires ou industriels. ENGIE Axima est en outre un acteur majeur de la protection incendie.
- ENGIE Ineo, experte du génie électrique, accompagne les clients municipaux ou nationaux dans le déploiement ou la modernisation de leurs réseaux d'infrastructures (voies ferrées, réseau électrique, systèmes de vidéosurveillance, d'éclairage public, réseau de télécommunications, transport urbain, énergies renouvelables, etc.).
- ENDEL ENGIE, experte du génie mécanique, offre aux industriels des prestations de travaux et de maintenance de leurs équipements de production ou de leurs process. ENDEL ENGIE est aussi un acteur majeur de la maintenance nucléaire.
- ENGIE Cofely, experte en génie énergétique, offre une palette de solutions permettant d'exploiter et de piloter la performance énergétique et environnementale des bâtiments tant industriels que tertiaires ou d'habitat collectif. Grâce à ses contrats d'engagements (type Contrat de Performance Énergétique – CPE – ou Contrat de Performance des Usages – CPU), ENGIE Cofely s'engage sur l'efficacité optimale des équipements qu'elle exploite tout en limitant leur empreinte environnementale. Enfin, ENGIE Cofely offre aux grandes entreprises ou grandes administrations des solutions complètes de services intégrés (de type *facility management*).

1.3.5.3 France BtoC

1.3.5.3.1 Missions & Stratégie

Les équipes de France BtoC interviennent sur les marchés de la commercialisation de l'énergie et des services associés, auprès des clients particuliers et des petits professionnels.

L'ambition de la BU France BtoC est de devenir un acteur de référence de la transition énergétique et de demeurer un leader de la fourniture d'énergie.

Ses priorités stratégiques sont :

- la croissance des ventes d'électricité et de services ;
- la satisfaction des clients ;
- l'excellence opérationnelle ;
- l'innovation.

En ce qui concerne l'évolution du contexte réglementaire, il convient de noter la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 qui ouvre la voie à une fin des tarifs réglementés gaz. Il appartient désormais aux pouvoirs publics de définir les modalités et le calendrier associé.

1.3.5.3.2 Description des activités

Énergie : la BU reste leader de la vente de gaz en France, malgré une concurrence qui s'est encore intensifiée avec l'arrivée de nouveaux concurrents. En électricité, la BU a poursuivi l'accélération de son développement en 2017 et confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs d'électricité avec un portefeuille qui atteint 3,8 millions de clients à fin 2017, dont 1 million de clients en électricité

verte. Le succès du lancement en 2016 de ses offres vertes s'est ainsi confirmé en 2017 et installe ENGIE comme 1er fournisseur d'électricité verte en France.

Services : la BU est présente sur (i) le déploiement de solutions de productions décentralisées d'électricité à base d'énergies renouvelables (photovoltaïque, pompe à chaleur), (ii) les services d'efficacité énergétique (diagnostic énergétique, conseil et coaching énergétique, conception, travaux, financement et entretien des installations) et (iii) les services au domicile (assurances, maintenance des appareils, dépannage). Le Groupe est notamment leader sur la maintenance des chaudières individuelles avec sa filiale ENGIE Home Services.

De nouvelles offres ont été lancées en 2017 qui illustrent la capacité d'innovation de la BU et l'élargissement de son offre de services :

- *my Power* : produire et consommer sa propre électricité à partir de l'énergie solaire photovoltaïque ;
- de nouvelles offres d'énergie verte : Mon Elec (choisir l'électricité verte et son site de production), Mon gaz vert (offre gaz avec 10% de gaz d'origine renouvelable) ;
- le génie des travaux : une offre d'intervention multi-métiers pour répondre aux urgences et aux besoins de petits travaux, qui a été renforcée par l'acquisition de Mesdepanneurs.fr en novembre 2017.

1.3.5.4 France Réseaux

1.3.5.4.1 Missions & Stratégie

La BU France Réseaux se positionne comme le partenaire des collectivités en métropole et territoires insulaires pour accélérer leur transition énergétique, grâce à des solutions intégrées et innovantes dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

La BU France Réseaux occupe ainsi des positions de leader sur la conception et le pilotage de grands réseaux de chaleur et de froid, ainsi que sur la production et la distribution d'électricité. Elle s'appuie sur une politique d'innovation ambitieuse, tournée à la fois vers l'interne et vers l'externe, pour répondre aux besoins de ses clients et parties prenantes, et contribuer ainsi à la valorisation de ses territoires d'implantation.

Forts de leur ancrage local, ses collaborateurs agissent aux côtés de leurs clients, qu'ils soient publics, privés ou particuliers, pour verdir leur mix énergétique.

Les priorités stratégiques de la BU France Réseaux portent sur :

- la croissance de son portefeuille d'activités à travers la préservation et la densification de ses contrats existants et la conquête de nouveaux réseaux ;
- le renforcement de ses outils de production d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, hydroélectricité, géothermie, biomasse, biocombustible, valorisation énergétique des déchets, etc.) ;
- l'atteinte des meilleurs standards de la relation clients.

En France métropolitaine, le recours à des sources d'énergies diversifiées, locales et renouvelables, permet à la BU France Réseaux de rendre accessible, au plus grand nombre, un mode de chauffage ou de rafraîchissement urbain efficace, vertueux et durable.

Dans les territoires insulaires, la BU France Réseaux développe une gamme complète de services énergétiques et industriels, pour accompagner le développement durable de ces territoires, et un parc de production électrique renouvelable.

1.3.5.4.2 Description des activités

La BU France Réseaux fournit des solutions intégrées et sur mesure adaptées aux caractéristiques géographiques, aux contraintes économiques et aux enjeux écologiques et climatiques locaux dans les territoires où elle est implantée, au travers de six entités opérationnelles et de leurs filiales :

- CPCU, le réseau de chaleur de la métropole parisienne (le premier réseau de chaleur de France) ;
- Climespace, le réseau de froid de la Ville de Paris (le premier réseau de froid d'Europe) ;
- ENGIE Réseaux, en charge des grands réseaux de chaleur et de froid en France avec une expertise reconnue sur la biomasse et la géothermie ;
- SMEG et SMA à Monaco, présents sur la distribution et la fourniture d'électricité et de gaz, l'exploitation de l'éclairage public, la production et la distribution de chaleur et de froid, le nettoyage, la collecte et la valorisation énergétique des déchets ;
- EEC, Alizés Énergies, Pacific Airport, Socometra, Somainko et Endel NC en Nouvelle-Calédonie, EEWF à Wallis et Futuna, Unelco et Vanuatu Services au Vanuatu, présents sur la production et la distribution d'électricité, les services à l'énergie, l'installation et la maintenance multi-technique et le *facility management* aéroportuaire ;
- EDT, Marama Nui, ENGIE Services Polynésie, et Poly-Diesel en Polynésie française, présents sur la production et la distribution d'électricité, l'installation et la maintenance technique, le *facility management* et les services à l'énergie.

1.3.6 Europe (hors France et Benelux)

Le secteur reportable Europe regroupe les activités de deux BUs : la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et des actifs de réseaux urbains de chaleur et de froid, fourniture de services et de solutions énergétiques, etc.) et la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associées, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).

Les secteurs opérationnels Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Europe car ces deux BUs comprennent des mix d'activités similaires (services à l'énergie, commercialisation et production d'énergie renouvelable) et évoluent dans des marchés de l'énergie matures qui se transforment dans le cadre de la transition énergétique.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	8 848	8 118	+9,0 %
EBITDA	655	612	+7,0 %

1.3.6.1 Royaume-Uni

1.3.6.1.1 Missions & Stratégie

La BU Royaume-Uni s'est fixée pour mission d'améliorer la vie des territoires et des clients qu'elle dessert, en proposant des services innovants et des solutions énergétiques durables sur les segments que la BU s'est choisis. Cette dernière s'appuie sur ses expertises pour piloter la transition du Royaume-Uni vers un avenir plus sûr et durable, au travers d'une stratégie fondée sur l'investissement dans les infrastructures énergétiques critiques, l'intégration de son expertise énergétique à son large éventail de services et l'innovation dans des solutions et technologies orientées clients.

1.3.6.1.2 Description des activités

La BU est structurée en quatre divisions :

- **Infrastructures énergétiques** (production d'électricité, développement des énergies renouvelables, *trading* et gestion de portefeuille) :

  La BU est un producteur clé d'électricité au Royaume-Uni avec plus de 2,2 GW d'actifs de production électrique. La principale installation de pompage/turbinage britannique (*First Hydro*) ainsi qu'une activité bien implantée de développement des énergies renouvelables (éolien et solaire) en font partie. Sur le territoire britannique, la BU exploite également plusieurs sites de clients qui produisent de l'électricité à grande échelle qui peut être exportée vers le réseau. La fonction de *trading* assure l'interface avec le marché pour le portefeuille de production d'ENGIE au Royaume-Uni en gérant son exposition aux prix des matières premières sur le marché de gros de l'énergie.

- **Solutions énergétiques** (efficacité énergétique, approvisionnement en énergie et achat d'électricité, production d'énergie localisée, réseaux de chaleur et de froid urbains) :

  ENGIE intervient en qualité de partenaire énergétique fournissant une énergie durable et des solutions de gestion de l'énergie afin de répondre aux besoins actuels et futurs de chaque client. L'entreprise dispose de compétences étendues lui permettant d'offrir ses services à des organisations publiques, BtoT et BtoB, y compris des entreprises de toutes tailles, des PME aux grandes multinationales. Des solutions intégrées sont également proposées pour permettre aux clients de maîtriser pleinement leurs besoins en énergie et de relever les défis d'un monde de l'énergie en constante évolution. En mai 2017, la BU Royaume-Uni a officiellement lancé son «*home energy business*» pour être également présente sur le marché BtoC.

- **Services** (services techniques, *facility management*, services aux entreprises) :

  ENGIE est un fournisseur de premier plan de services conçus pour améliorer la performance et l'efficacité des bâtiments, des industries, des infrastructures et des villes. Dans les secteurs public, privé et de la santé, ENGIE travaille au plus près de ses clients pour intégrer des solutions en utilisant ses points forts dans les services techniques, le *facility management* et l'externalisation des processus métiers, en associant souvent cela à son expertise dans l'énergie. Les services intégrés apportent une valeur ajoutée aux opérations des clients, tout en les aidant à réduire leurs coûts et leur empreinte carbone.

- **Rénovation** (rénovation de bâtiments, développement de communautés, services immobiliers, construction d'habitations) :

  À la suite de l'acquisition de Keepmoat Regeneration finalisée en mai 2017, la BU Royaume-uni est maintenant *leader* sur le marché britannique des services de rénovation. Cette activité comprend la modélisation, la réfection et la modernisation des bâtiments et lieux publics et permet d'aider les autorités locales à transformer les quartiers et les collectivités.

  Cette transaction a permis à ENGIE d'offrir une gamme complémentaire de services aux autorités locales, aux villes et aux entreprises à travers le Royaume-Uni et renforce son réseau existant de partenariats avec les autorités locales.

1.3.6.2 Europe du Nord, du Sud et de l'Est (NECST)

1.3.6.2.1 Missions & Stratégie

La BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est est aujourd'hui présente dans plus de 10 pays, dont l'Allemagne, l'Autriche, l'Espagne, la Grèce, la Hongrie, l'Italie, la Pologne, le Portugal, la République tchèque, la Roumanie, la Slovaquie et la Suisse.

L'ambition de la BU est d'être à l'avant-garde de la transition énergétique en Europe. L'environnement de la BU est caractérisé par une succession rapide de transformations profondes, comme la décentralisation et la digitalisation, bien que la maturité de ces transformations diffère d'un pays à l'autre.

La BU met en œuvre sa stratégie au travers d'une organisation par pays qui lui permet de renforcer ses positions actuelles tout en étant une force d'innovation au service de ses clients.

Les priorités stratégiques de la BU peuvent être résumées comme suit :

- renforcer les positions actuelles pour que celles-ci soient une plateforme pour la croissance ;
- poursuivre le développement dans les services d'efficacité énergétique, intégrés et digitalisés ;
- accélérer le déploiement des énergies renouvelables centralisées et décentralisées ;
- devenir l'architecte énergétique des territoires.

1.3.6.2.2 Description des activités

La BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est exerce son activité dans trois métiers principaux :

- **les solutions aux clients** : la BU fournit des services d'approvisionnement de gaz, d'électricité, d'efficacité énergétique à ses clients particuliers et professionnels, aux entreprises et aux collectivités locales. La BU offre notamment des services dans la gestion intégrée des installations, l'énergie décentralisée (cogénération par exemple) ou encore les infrastructures urbaines (réseaux de chauffage, éclairage public) ;
- **les activités de production d'énergie verte** : la BU développe, construit et exploite des installations d'énergies renouvelables, particulièrement dans l'éolien, mais aussi dans la biomasse, l'hydroélectricité et le solaire ;

- les infrastructures énergétiques : la BU assure le fonctionnement de réseaux de distribution, principalement de gaz, et d'infrastructures de stockage.

En Roumanie, l'activité principale réside dans la distribution de gaz naturel à travers la filiale Distrigaz Sud Retele qui exploite un réseau de distribution de 19 359 km. ENGIE Romania fournit du gaz naturel et de l'électricité à près de 1,7 million de clients (BtoC et BtoB), ainsi que des services énergétiques, notamment aux clients particuliers, par le biais d'ENGIE Servicii. Par ailleurs, ENGIE exploite deux parcs éoliens, à Gemenele et à Baleni, pour une capacité installée de 98 MW. Enfin, le Groupe est actif dans le stockage de gaz naturel, à travers sa filiale Depomures.

La déréglementation des prix de gros du gaz pour les consommateurs résidentiels a été mise en place le 1er avril 2017, alors que les prix au détail du gaz pour cette catégorie de clients resteront régulés jusqu'en 2021. En ce qui concerne la production électrique, l'entrée en vigueur d'une Ordonnance d'urgence du Gouvernement au début de l'année 2017 a redessiné les mécanismes de soutien, ce qui devrait fortement améliorer la situation des producteurs d'énergies renouvelables.

En Italie, la BU est active dans la vente de gaz et d'électricité, avec plus de 1,2 million de clients (BtoC et BtoB). La BU fournit également des solutions de chaleur et de froid *via* des unités de cogénération et des réseaux. Elle offre aussi des solutions d'efficacité énergétique à différents types de clients : particuliers, entreprises et collectivités locales (pour ces dernières, *via* le processus Consip mis en place par le ministère de l'Économie et des Finances). ENGIE exploite par ailleurs environ 178 MW d'actifs éoliens, solaires au sol et sur toiture ainsi que des unités biomasse. Les autorités italiennes ont approuvé la fin des tarifs régulés du gaz et de l'électricité qui devrait avoir lieu en juin 2019 et ont mis en place un nouveau système de rémunération de capacités. Elles ont aussi publié une nouvelle Stratégie Énergétique Nationale pour 2030.

En Allemagne, la BU est particulièrement active au travers de ses filiales spécialisées dans l'installation, l'exploitation et la maintenance de solutions d'efficacité énergétique. La BU fournit également de l'énergie aux clients industriels et particuliers, principalement, pour ces derniers, à travers ses participations dans 4 sociétés municipales de services collectifs (qui comprennent également des activités dans les réseaux de chaleur, la distribution d'énergie et les solutions de production décentralisée d'énergie). La BU exploite également une capacité installée en éolien terrestre et d'hydroélectricité de plus de 200 MW. La réforme du marché de l'énergie se poursuit, en particulier autour de l'idée d'un marché de capacités, de la mise en place d'enchères pour les énergies renouvelables, du soutien pour les usines de cogénération alimentées au gaz (à la place du charbon) et, à plus long terme, de la définition d'une économie industrielle zéro carbone.

En Espagne, les entités exploitent 66 MW d'actifs de production d'électricité solaire et hydroélectrique en partenariat avec Mitsui ainsi que des unités de cogénération et des réseaux de chaleur dans la ville de Barcelone. Une nouvelle étape a été franchie en juin 2017 grâce à un appel d'offres remporté pour développer 50 MW de solaire. La BU est par ailleurs active dans les services d'installation et de maintenance et la fourniture de solutions d'efficacité énergétique. Elle fournit aussi du gaz naturel et de l'électricité pour les clients BtoB.

En Hongrie, ENGIE était actionnaire depuis plus de vingt ans d'Égáz-Dégáz, une entreprise de distribution de gaz qui possède et exploite 23 000 km de réseau dans le nord-ouest et le sud-est de la Hongrie. Le 11 janvier 2018, le Groupe a finalisé la cession à NKM, une entreprise détenue par l'Etat hongrois, d'Égáz-Dégáz. La vente à NKM porte sur 100% d'Égáz-Dégáz. ENGIE demeure actif en Hongrie au travers de sociétés de service.

Au Portugal, les activités d'ENGIE se concentrent sur la production d'électricité d'origine renouvelable *via* Trustwind (une *joint venture* à 50% avec Marubeni) avec 489 MW d'éolien exploités. La BU exploite également un réseau de distribution de chaleur et froid dans la ville de Lisbonne à travers sa filiale Climespacoa et fournit des services d'exploitation, de maintenance et d'efficacité énergétique.

En Pologne, la BU est active dans l'installation et les services intégrés et possède un portefeuille de clients BtoB en électricité. Elle est aussi active dans la production électrique éolienne, avec une capacité installée de 138 MW, ainsi que dans les réseaux de chaleur.

Dans ses autres pays d'activités, l'activité de la BU se concentre principalement sur des solutions de services énergétiques :

- en Autriche, ENGIE est un leader en ingénierie, installation, maintenance et *facility management* ainsi que dans les technologies des bâtiments et dans les systèmes de refroidissement. Le Groupe fait également partie des fournisseurs de chaleur les plus importants et est le seul fournisseur intégré de chaleur, de refroidissement, d'électricité, de gaz et de services énergétiques, principalement pour les clients BtoB ;
- en Suisse, la BU fournit des services d'efficacité énergétique et est active dans l'installation et la maintenance. ENGIE a commencé à construire cette année une centrale de production d'électricité et de chaleur alimentée au bois à Sisseln sur des sites appartenant à DSM Nutritional Products, une entreprise de chimie à qui la BU fournira de la chaleur ;
- en Slovaquie, la BU fournit des solutions d'installation, d'exploitation et de maintenance, et est un opérateur privé important de réseaux de chaleur. En décembre 2017, ENGIE a vendu ses parts dans sa filiale de stockage de gaz Pozagas ;
- en République tchèque, ENGIE est présent dans les services d'ingénierie, installation et maintenance d'équipements techniques. Le Groupe détient également ses propres usines de fabrication de tableaux électriques pour une capacité pouvant aller jusqu'à 1 000V ;
- en Grèce : la filiale ENGIE Hellas est active dans les solutions d'efficacité énergétique et les services techniques pour les bâtiments. La BU fournit aussi de l'électricité et du gaz aux clients particuliers, professionnels et industriels.

1.3.7 Infrastructures Europe

Le secteur reportable Infrastructures Europe regroupe les activités de quatre BUs : la BU GRTgaz, la BU GRDF, la BU Elengy et la BU Storengy. Ces BUs développent, exploitent et assurent la maintenance, essentiellement en France et en Allemagne, de réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz ainsi que de terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.

Les secteurs opérationnels GRTgaz, GRDF, Elengy et Storengy qui portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures Europe, car il s'agit d'activités régulées (ou susceptibles de l'être) présentant des profils de risques et de marges similaires.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	3 488	3 267	+6,8 %
EBITDA	3 384	3 459	-2,1 %

1.3.7.1 GRTgaz

1.3.7.1.1 Missions & Stratégie

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE. Outre les salariés de GRTgaz, qui détiennent 0,3% du capital de leur entreprise, les actionnaires de GRTgaz sont ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts. Ces deux actionnaires détiennent respectivement près de 75% (ENGIE) et 25% (la SIG) de la part restante du capital.

GRTgaz assure le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de transport principal en France, pilote les flux de gaz naturel qui l'empruntent, et commercialise auprès des expéditeurs fournisseurs de gaz les prestations d'accès à ce réseau. Il gère des activités de transport de gaz en Allemagne *via* sa filiale GRTgaz Deutschland. En 2017, GRTgaz a acquis Elengy, filiale d'ENGIE, opérateur de terminaux méthaniers en France.

La stratégie de GRTgaz vise à assurer son développement sur la durée, en France et à l'étranger ; GRTgaz entend :

- être un leader des infrastructures gazières en Europe en contribuant notamment à une meilleure intégration des marchés européens ;
- être un acteur résolument engagé dans la transition énergétique notamment en favorisant les nouveaux usages du gaz (industrie, mobilité), le développement des gaz renouvelables par l'injection de biométhane dans le réseau de transport et la recherche sur la valorisation de l'électricité renouvelable excédentaire (*power to gas*) ;
- poursuivre le développement à l'international dans les pays où la consommation de gaz est en forte croissance, en étroite collaboration avec les autres entités du Groupe.

1.3.7.1.2 Description des activités

GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées et 28 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs et commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.

L'activité de GRTgaz s'exerce dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau.

Le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel soient soumises à une autorisation délivrée par l'autorité administrative compétente dont les conditions sont fixées par les articles L. 555-7 et suivants et par les articles R. 555-2 et suivants du Code de l'environnement. Les autorisations sont nominatives et incessibles. Les bénéficiaires des autorisations de transport de gaz naturel exercent leurs missions dans les conditions fixées par ces autorisations.

Par délibération du 15 décembre 2016, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit «ATRT6» destinés à s'appliquer à compter du 1er avril 2017 pour une période de quatre ans environ.

La méthodologie s'inscrit dans la continuité des principes retenus dans les tarifs précédents : mise à jour de la grille tarifaire au 1er avril de chaque année de façon à ajuster le revenu autorisé par la CRE au vu notamment de l'évolution de l'inflation, des meilleures prévisions disponibles de charges d'énergie et de souscriptions de capacités pour l'année considérée, objectif de productivité sur les charges nettes d'exploitation, incitation à la maîtrise des coûts d'investissement et clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, la trajectoire de charges nettes d'exploitation.

Compte tenu de la mutation du marché du gaz, par ce nouveau tarif la CRE donne à GRTgaz des moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique mais renforce les incitations à la performance de GRTgaz et la sélectivité du régime d'incitation à la création de capacités d'interconnexion.

Ce nouveau cadre conduit en 2017 à une baisse du tarif unitaire moyen de 3,1% (hors effet structure et reversement inter-opérateurs) et de 0,4% par an en moyenne sur la période ATRT6. Ces évolutions résultent de divers facteurs :

- d'une part, l'érosion des souscriptions anticipées sur la période, la mise en service de projets d'investissements significatifs, notamment dans le cadre de la création de la place de marché unique en France et la hausse des charges d'exploitation résultant en particulier des projets visant à préparer l'avenir des réseaux de transport de gaz et à soutenir la transition énergétique ;
- et d'autre part, la baisse des prix de l'énergie, la baisse du coût moyen pondéré du capital de 6,5% à 5,25% (réel avant impôts) et les objectifs d'efficience fixés à GRTgaz.

1.3.7.2 GRDF

1.3.7.2.1 Missions & Stratégie

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, achemine le gaz pour le compte des fournisseurs et des consommateurs et raccorde les producteurs de biométhane. GRDF a pour mission d'offrir un accès équitable à son réseau à tous les fournisseurs de gaz naturel.

La stratégie de GRDF est révisée tous les quatre ans. En 2017, GRDF a développé ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise défini sur la période 2015-2018 :

- viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ;
- faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique ;
- construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

1.3.7.2.2 Description des activités

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz naturel confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de cahier des charges établi conjointement entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et GRDF. Les autorités concédantes exercent des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces cahiers des charges.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par le concessionnaire, qui en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 entreprises locales de distribution (ELD) des zones de desserte exclusives. Titulaires d'un «monopole de distribution», ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales peuvent renouveler leurs concessions. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée) ; elle est de surcroît soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

Hors des zones de desserte exclusives de GRDF et des ELD, le Code de l'énergie accorde à toutes les communes non desservies en gaz naturel la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix.

Hormis le cas particulier des délégations de service public acquises récemment après mise en concurrence, l'activité de GRDF est rémunérée par un tarif fixé par la CRE. À la suite de la décision de la CRE du 10 mars 2016, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit «ATRD5» est entré en vigueur le 1er juillet 2016 pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du précédent. La CRE a pris en considération l'ensemble des projets structurants que GRDF doit mener sur la période, permettant à l'entreprise de poursuivre ses actions en matière de sécurité industrielle et de développement, tout en lui demandant d'accentuer ses efforts de productivité.

Ce nouveau cadre tarifaire a conduit à une hausse de 2,76% au 1er juillet 2016. Cette hausse a été suivie par une baisse de tarif de -2,05% au 1er juillet 2017 du fait d'une inflation plus faible que prévue et d'une année 2016 légèrement froide par rapport à la normale.

Le Code de l'énergie impose un service commun, chargé notamment de la construction des ouvrages, de l'exploitation et la maintenance des réseaux, et des opérations de comptage. GRDF et Enedis (ex-ERDF) sont liées par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, elle peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier.

1.3.7.3 Elengy

1.3.7.3.1 Missions & Stratégie

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). De nouveaux services sont proposés depuis 2012 : rechargement et transbordement de méthaniers et chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (source GIIGNL) et exploite trois terminaux méthaniers en France. Les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,25 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an au 31 décembre 2017.

Sa stratégie s'articule autour des axes suivants :

- optimiser les modes de fonctionnement de chacun des trois sites afin de les valoriser quel que soit leur taux d'utilisation ;
- imaginer et offrir de nouveaux services dans les terminaux, dans l'esprit de ce qui est fait avec le rechargement, le transbordement entre méthaniers ou le chargement de camions citernes ;
- trouver des relais de croissance à l'international en valorisant les compétences de gestionnaire d'actifs et d'exploitant développées depuis 50 ans.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy.

1.3.7.3.2 Description des activités

- **Terminal de Fos Tonkin** : Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Sa capacité de regazéification est de 3 Gm^3 de gaz par an. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3.
- **Terminal de Montoir-de-Bretagne** : Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m^3 de GNL (Qmax) et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL.
- **Terminal de Fos Cavaou** : le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 Gm^3 de gaz par an, un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3de GNL. Ce terminal appartient à une filiale dédiée, Fosmax LNG détenue à la hauteur de 72,5% par Elengy et de 27,5% par Total Gaz Électricité Holding France SAS. Elengy en assure l'exploitation.
- **Accès aux terminaux méthaniers (principes et tarifs)** : les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. Les tarifs sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 18 janvier 2017 et s'appliquent depuis le 1er avril 2017.

Les tarifs en vigueur présentent une baisse significative par rapport aux tarifs précédents : de 6,5% pour Montoir, 18,2% pour Fos Tonkin et 18,6% pour Fos Cavaou. Cette baisse s'explique notamment par la baisse du niveau de rémunération des actifs, par la réduction des charges et par les gains de productivité réalisés, permettant aux utilisateurs des terminaux méthaniers d'en bénéficier.

Les tarifs actuels introduisent une évolution de la structure de l'offre tarifaire. Ils créent notamment un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers, qui peut être complété par la souscription d'une option garantissant une émission uniforme pendant 20 à 40 jours. La formule tarifaire actuelle présente une structure simplifiée avec 3 termes : (i) nombre de déchargements, (ii) quantités déchargées et (iii) gaz en nature.

1.3.7.4 Storengy

1.3.7.4.1 Missions & Stratégie

Avec Storengy, le Groupe est leader du stockage souterrain de gaz en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3. Dans un contexte marqué par des conditions de marché durablement défavorables et le bouleversement de la scène énergétique, Storengy doit s'adapter pour faire face aux risques pesant sur son activité de cœur de métier et développer de nouvelles ambitions rendues possibles par la transition énergétique.

Sa stratégie vise à :

- apporter des solutions performantes et innovantes au service de ses clients en optimisant son activité sur ses marchés traditionnels ;
- être un acteur engagé de la transition énergétique, en valorisant ses sites au service des territoires ;
- se développer sur des marchés porteurs : gaz renouvelables, stockage de gaz (au grand international) et d'énergies (stockage thermique, stockage d'électricité sous forme d'hydrogène), géothermie, en valorisant ses compétences clés (forage, géosciences, procédés de surface, maîtrise des risques, etc.).

1.3.7.4.2 Description des activités

France : Au 31 décembre 2017, Storengy exploite en France :

- 14 installations de stockage souterrain (dont 13 sont en pleine propriété). Neuf de ces stockages sont des stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre sont des stockages en cavités salines (pour un volume utile total de 1 milliard de m^3) et un est un stockage en gisement déplété (pour un volume utile de 80 millions de m^3) ; trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (correspondant à un volume utile total de 880 millions de m^3) ;
- 36 compresseurs totalisant une puissance de 186 MW, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel ;
- des installations de surface nécessaires au traitement du gaz soutiré, avant injection dans le réseau de transport.

Environnement législatif et réglementaire en France :

Les stockages souterrains relèvent du Code minier et sont exploités en vertu d'une concession octroyée par l'État après enquête publique et mise en concurrence. ENGIE est titulaire des titres miniers amodiés [1] à sa filiale Storengy, qui assure l'exploitation des sites et est donc titulaire des autorisations correspondantes.

Conformément à la Troisième Directive gaz, l'accès aux stockages est organisé selon un régime d'accès dit négocié : les prix du stockage sont établis par Storengy, de façon transparente et non discriminatoire. Le Code de l'énergie et les décrets du 21 août 2006 et du 12 mars 2014, fixent les conditions d'accès aux stockages. Les décrets précisent en particulier les conditions d'attribution et d'allocation des droits d'accès aux capacités de stockage et de répartition de celles-ci. Ils imposent au fournisseur autorisé ou à son mandataire de constituer des stocks, de manière à détenir au 31 octobre de chaque année une quantité de gaz participant à la fourniture de ses clients sur la période du 1er novembre au 31 mars. Un arrêté annuel établit les droits de stockage afférents et les obligations liées. Les conditions de prix varient en fonction des capacités techniques des réservoirs, du service de stockage de base et de la nature des services optionnels complémentaires choisis.

Le système réglementaire français encadrant l'accès au stockage français est en cours d'évolution. L'article 12 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures a réformé le système d'accès aux stockages gaziers et leur modèle d'activité. Cette réforme s'appuie sur les travaux antérieurs réalisés avec l'administration et sur les conclusions du récent rapport de la mission interministérielle sur le sujet du stockage [2] souterrain de gaz qui préconisait la mise en place urgente d'un système régulé d'accès au stockage. Le dispositif prévoit une commercialisation des capacités à l'issue d'enchères publiques assorties d'un système de compensation permettant l'atteinte d'un revenu autorisé défini par la CRE. L'article 12 de la loi fixe son entrée en vigueur de manière rétroactive le 1er janvier 2018. A l'issue des consultations initiées par les pouvoirs publics avec les différents acteurs (opérateurs de stockage, fournisseurs de gaz naturel en France) la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a, par sa délibération du 22 février 2018, fixé les paramètres de la régulation. Ces paramètres s'appliquent à compter du 1er janvier 2018.

Allemagne : Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, se positionne comme l'un des leaders sur le marché du stockage en Allemagne avec 8% de parts de marché en volume. La société détient et exploite six stockages pour une capacité utile de près de 1,7 milliard de m^3 (trois sites salins : Harsefeld, Lesum et Peckensen ; trois sites déplétés : Fronhofen, Schmidhausen et Uelsen). Elle a également une participation à hauteur de 19,7% dans le site déplété de Breitbrunn (992 millions de m^3 au total).

En cohérence avec la stratégie d'optimisation visant à mutualiser les moyens techniques des sites et à dégager des économies d'échelle, l'année 2017 a été marquée par le lancement d'un projet de centralisation du dispatching technique qui s'étend sur trois ans (2017-2019).

Royaume-Uni : Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, a pour objet la construction et la commercialisation du stockage en cavités salines de Stublach, dans le Cheshire. Il s'agit d'un stockage d'une capacité totale à terme de 400 millions de m^3 de volume utile, répartis en 20 cavités. Une exemption à l'accès des tiers a été accordée par l'*Office of the Gas and Electricity Market* (Ofgem) pour l'ensemble du projet.

La moitié de la capacité (10 cavités) est d'ores et déjà en opération et commercialisée. En 2017, Storengy UK a commercialisé un produit spécifique, dit de *debrining*, pour les cinq cavités qui vont être mises en gaz en 2018, marquant une nouvelle étape importante dans le développement du stockage de Stublach.

1.3.8 Global LNG et Global Energy Management

Le secteur reportable Global LNG et Global Energy Management comprend les activités de deux BUs : la BU Global LNG (GLNG) et la BU Global Energy Management (GEM).

La BU Global LNG gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme, des participations dans des infrastructures GNL et exploite une flotte de méthaniers. La BU GEM a pour mission de gérer et d'optimiser, pour le compte des BUs qui détiennent les actifs de production d'électricité et les portefeuilles clients, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures de transport, de distribution et de stockage de gaz), notamment sur le marché européen. Elle est également en charge des ventes d'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux ainsi que de l'approvisionnement en énergies des BUs qui les commercialisent auprès de leurs clients. Enfin, elle propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie.

(1) Amodiation : dans le droit des mines, nom donné à la convention par laquelle le titulaire du droit d'exploitation (État ou concessionnaire) procède à la location de la mine à un tiers, moyennant une redevance.

(2) Mission conjointe IGF, CGE, CGEDD – rapport public d'avril 2017 sur le stockage souterrain.

Les secteurs opérationnels Global LNG et GEM ont été regroupés au sein du secteur reportable Global LNG et GEM car ils ont pour mission commune la gestion et l'optimisation des contrats d'approvisionnement gaz du Groupe.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 391	8 981	+4,6 %
EBITDA	(82)	3	NA

1.3.8.1 Global LNG (GLNG)

1.3.8.1.1 Missions & Stratégie

Les missions de la BU GLNG s'articulent autour de deux axes :

- assurer l'approvisionnement en GNL de différentes entités d'ENGIE et accroître les ventes de GNL à des tiers, en privilégiant les zones à forte croissance (Asie, Amérique Latine, etc.) ;
- augmenter la valeur du portefeuille de contrats d'achat et de vente de GNL par une optimisation des contrats et de la flotte de méthaniers.

Compte tenu des conditions de marché actuelles, trois priorités stratégiques ont été définies :

- renégocier les contrats d'achats et de ventes qui ne reflètent pas les conditions actuelles du marché du GNL ;
- créer de nouveaux marchés aval, notamment à travers la fourniture de GNL à des pays dépendants du fioul et/ou du charbon pour leur production électrique ;
- promouvoir et développer les nouveaux usages du GNL, notamment comme carburant pour les navires et pour les industriels non raccordés au réseau de gaz (France, Belgique, Royaume-Uni et États-Unis).

1.3.8.1.2 Description des activités

La BU GLNG bénéficie d'une expertise reconnue sur l'ensemble de la chaîne de valeur du GNL, depuis le développement de projets de liquéfaction, au transport maritime du GNL et à sa commercialisation, en passant par l'exploitation des FSRU (unités flottantes de stockage et de regazéification du GNL). Ses activités peuvent être scindées en cinq catégories :

- développements long terme : approvisionnement et commercialisation à long terme de GNL ;
- opérations court et moyen terme : négoce (achat/vente) de GNL et optimisation du portefeuille ;
- gestion de la flotte : gestion et amélioration de l'efficience de la flotte de méthaniers tout en appuyant les projets de développement ;
- nouveaux usages de GNL : promotion et développement du marché du GNL carburant pour navires, des ventes ex-terminal et des chaînes d'approvisionnement des clients non raccordés au réseau de gaz ;
- ingénierie : appui technique aux différents projets de la BU et du Groupe.

La BU GLNG réalise ses activités en étroite collaboration avec les activités aval du Groupe.

	Engagements annuels de long terme [4]		Participation d'ENGIE dans des usines de liquéfaction
	en millions de tonnes de GNL par an (mtpa)	équivalent en TWh	
Algérie (contrat de long terme – DES [1])	4,6	70	-
Égypte	3,7	55	5% dans le train 1 d'Idku
Nigéria (contrat DES [1])	0,2	3	-
Norvège (participation de 12% liée au gisement de Snøhvit)	0,5	7	12% dans l'usine de Melkøya (voir EPI et CREAM)
Trinité-et-Tobago [2]	2,0	30	-
Yémen	2,6	39	-
Shell (contrat de long terme – DES [1])	0,4	6	-
Total (2017)	14,0	212	
États-Unis (Cameron LNG)	4 [3]	60	16,6% dans l'usine Cameron LNG
Russie (Yamal LNG)	1 [3]	15	

(1) Delivered ex-ship. Le vendeur décharge les cargaisons de GNL directement au terminal de regazéification du client.
(2) Le contrat avec Trinité-et-Tobago est porté contractuellement par la BU Amérique du Nord.
(3) Les livraisons de GNL démarreront en 2018.
(4) Quantités contractuelles nominales.

En novembre 2017, ENGIE a reçu une offre ferme et irrévocable de Total pour la vente de ses activités amont GNL, liquéfaction, transport maritime et négoce international. Ce projet de cession est soumis au respect des prérogatives des instances représentatives du personnel d'ENGIE.

1.3.8.2 Global Energy Management (GEM)

1.3.8.2.1 Missions & Stratégie

La BU GEM regroupe les activités de négoce et de gestion des actifs, pour le groupe ENGIE et pour le compte de tiers.

Spécialiste de la gestion des risques et des marchés de l'énergie, GEM met son expertise au service de l'ensemble des BUs du Groupe afin d'en assurer la compétitivité. Elle développe également des activités commerciales et des nouveaux produits auprès de clients externes.

La BU assure ses missions dans les quatre domaines suivants :

- Approvisionnement et gestion logistique (gaz, électricité, biomasse, émissions, etc.) ;
- Gestion d'actifs grâce aux positions prises sur les marchés ;
- Gestion et couverture des risques ;
- Accès au marché de l'énergie.

1.3.8.2.2 Description des activités

Les activités de la BU GEM sont les suivantes :

- **approvisionnement et gestion d'actifs gaziers** : gestion et structuration des approvisionnements gaz et du support logistique y afférant, optimisation et valorisation des flexibilités des actifs dans le marché, gestion des contrats de capacités (transport et stockage) et régulation gaz ;
- **gestion et valorisation d'actifs électriques** : optimisation et équilibrage des positions, valorisation des produits ancillaires, accès aux marchés et suivi proactif de la régulation, gestion des actifs électriques et développement des activités de gestion d'actifs pour comptes de tiers ;
- **activités de négoce et de gestion des risques** : commercialisation de gaz, d'électricité et de services à l'énergie vers les Grands Comptes industriels paneuropéens ou nationaux, *sourcing* des commercialisateurs internes au Groupe sur la zone Nord-Ouest Europe et commercialisation de produits standards et structurés autour de la gestion de risque et d'accès aux marchés de l'énergie ;
- **services de gestion et de valorisation d'actifs renouvelables** : développement de solutions de marché pour accélérer la transition énergétique, services d'agrégateurs de production décentralisée (vent/solaire) et de flexibilité (*Demand Response*).

Le rapprochement entre les activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA et la BU GEM se concrétise par l'accélération de l'intégration des équipes de gestion de l'énergie pour le BtoB, qui démarrent leurs activités opérationnelles communes en janvier 2018. Le rapprochement étant opérationnel, les résultats financiers des activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA sont reportés indépendamment de ceux de GEM, dans le segment «Autres».

Les activités de la BU GEM sont impactées par des évolutions structurelles de l'environnement qui conduisent à rechercher le modèle de gestion le plus efficient pour extraire le maximum de valeur des actifs sous gestion tout en minimisant le coût de gestion. Dans ce contexte, la BU GEM a engagé en 2017 une revue de son modèle de gestion la conduisant désormais à gérer les actifs individuellement et en temps réel vis-à-vis des marchés et à fusionner les équipes en charge de la gestion de portefeuille et du *trading* sur le périmètre gaz. Un cadre de risque adapté à cette nouvelle intention de gestion a été mis en place en octobre 2017 dans le respect des limites globales allouées par le Groupe pour ce type d'activités.

On notera les évolutions réglementaires suivantes en 2017 :

- la publication par la Commission européenne, le 28 octobre 2017, du nouveau règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement en gaz. Ce règlement, qui se substitue à celui en vigueur depuis octobre 2010, impose aux États membres une approche régionale pour l'établissement des études de risque de rupture d'approvisionnement et des plans d'urgence nationaux. Ce règlement renforcé prévoit également la mise en place d'un mécanisme de solidarité européen pour la gestion des situations de crise afin de garantir dans les meilleures conditions la continuité de fourniture des clients protégés ;
- on citera également l'entrée en vigueur de la ligne directrice européenne «*Electricity Balancing*», le 18 décembre 2017, qui établit des marchés de l'équilibrage se basant sur des produits harmonisés et échangés entre gestionnaires de réseaux.

1.3.9 Exploration et Production International

L'activité non poursuivie Exploration et Production International correspond à la BU Exploration et Production International. Elle regroupe les activités de prospection, de développement et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2017	2016	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	1 754	1 799	-2,5%
EBITDA	1 274	1 198	+6,3%

1.3.9.1 Missions & Stratégie

La mission de la BU Exploration et Production International (ENGIE E&P) est d'être un opérateur fiable en Europe du nord, Afrique du Nord et Asie du Sud en :

- produisant du gaz et du pétrole de manière sûre, efficace et durable ;
- menant des opérations d'excellence dans l'*offshore* en Europe du Nord, de l'exploration au démantèlement des installations ;
- ciblant la rentabilité et la création de valeur ;
- faisant preuve de résistance économique dans un contexte de prix du baril de pétrole peu favorable ;
- autofinançant son activité.

ENGIE E&P fait de l'excellence Santé Sécurité Environnement (SSE) sa priorité absolue.

À la suite du changement du contexte de marché, ENGIE E&P a réagi en redéfinissant ses zones géographiques, puis en mettant en œuvre des changements drastiques en matière de nouveaux investissements, ainsi que d'importantes réductions des coûts d'exploitation afin de consolider son activité de manière pérenne. La BU a notamment mis en place une nouvelle organisation qui est pleinement effective depuis le 2 mai 2017.

ENGIE E&P se concentre sur ses actifs de production et des projets de développement de taille intermédiaire avec un délai de commercialisation court.

Principaux indicateurs-clés

L'essentiel de l'activité d'exploration-production du Groupe s'exerce en Europe et en Afrique du Nord.

Au 31 décembre 2017, le Groupe affichait les résultats suivants :

- implantation dans 10 pays ;
- 268 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 57% opérées par le Groupe) ;
- réserves prouvées et probables (2P) de 621,6 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 79% de gaz naturel et 21% d'hydrocarbures liquides ;
- production de 56,5 Mbep, dont 69% de gaz naturel et 31% d'hydrocarbures liquides.

1.3.9.2 Description des activités

Cadre juridique des activités d'exploration-production : le Groupe conduit ses activités d'exploration-production *via* sa filiale ENGIE E&P International SA qu'il détient à 70% (30% appartiennent indirectement à China Investment Corporation) et les filiales (à 100%) de celle-ci, qui constituent ensemble la BU Exploration et Production International.

Le 11 mai 2017, ENGIE a annoncé avoir reçu une offre ferme et irrévocable de Neptune Energy pour la vente de sa participation de 70% dans l'entité Exploration & Production International à Neptune Energy. Après finalisation des procédures d'information-consultation, ENGIE et Neptune Energy ont signé, le 22 septembre 2017, le *Share Purchase Agreement* prévoyant l'acquisition par Neptune Energy de la participation de 70% d'ENGIE dans l'entité Exploration & Production International. Cette transaction est devenue effective le 15 février 2018 (cf. Note 18.2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés").

Réserves prouvées et probables (2P) : pour estimer ses réserves 2P, le Groupe utilise la classification «SPE PRMS» (*Society of Petroleum Engineers – Petroleum Resources Management System*) basée sur les définitions communes de la SPE et du WPC (*World Petroleum Congress*).

Les tableaux ci-après présentent l'ensemble des réserves 2P du Groupe (comprenant les réserves développées ou non [1]) ainsi que leur répartition géographique.

(1) Les réserves développées sont celles qui peuvent être produites à partir d'installations existantes. Les réserves non développées sont celles qui nécessitent de nouveaux puits, de nouvelles installations ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme une unité de compression.

			2017
Réserves du Groupe [1] en Mbep (millions de barils équivalents pétrole)	**Gaz naturel**	**Hydrocarbures liquides**	**Total**
Réserves au 31 décembre, N – 1	**528,9**	**143,6**	**672,4**
Révisions + découvertes	10,9	15,0	25,8
Achats et ventes d'actifs	-10,3	-10,0	-20,2
Ventes de production	-38,8	-17,7	-56,5
Réserves au 31 décembre	**490,7**	**130,8**	**621,6**

Réserves du Groupe par pays [1] (en Mbep)	**Gaz naturel**	**Hydrocarbures liquides**	**Total**
Allemagne	27,7	45,8	73,5
Norvège	166,3	74,9	241,2
Royaume-Uni	41,3	0,9	42,2
Pays-Bas	41,3	4,5	45,8
Autres *	214,1	4,9	219,0
Évolution	-7%	-9%	-8%
TOTAL	**490,7**	**130,8**	**621,6**

* *«Autres» couvre l'Algérie, l'Égypte et l'Indonésie.*

(1) Les montants sont arrondis au plus près par la base de données : des écarts non significatifs peuvent néanmoins apparaître entre les lignes détaillées et le total.

Au 31 décembre 2017, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel d'ENGIE E&P (*«entitlement»*) [1] s'élèvent à 621,6 Mbep contre 672,4 Mbep en 2016. Le gaz représente 79% de ces réserves, soit un volume de 491 Mbep ou 78 milliards de m^3.

Le taux de renouvellement des réserves 2P d'une période donnée est défini comme le ratio des nouvelles réserves 2P de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) rapportées à la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves 2P d'ENGIE E&P est de 20% sur la période 2015-2017.

Production : au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides vendue par ENGIE E&P s'est élevée à 56,32 Mbep.

Le tableau ci-dessous présente la production d'ENGIE E&P, y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays :

			2017
Production du Groupe par pays en Mbep	**Gaz naturel**	**Hydrocarbures liquides**	**Total**
Allemagne	2,6	2,1	4,7
Norvège	11,0	17,8	28,7
Royaume-Uni	6,4	0,2	6,6
Pays-Bas	10,6	1,2	11,8
Indonésie	2,7	0,1	2,8
Égypte	1,2	0,5	1.8
Evolution	61%	39%	
TOTAL	**34,5**	**21,9**	**56,4**

1.3.10 Autres

Le secteur reportable Autres englobe les activités de la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, de la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), de 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 GNL) ainsi que la contribution des activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA (depuis le 1er janvier 2017), les activités holding et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de Solairedirect et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

(1) Sauf indication contraire, les références aux réserves 2P et à la production doivent être comprises comme la part qu'ENGIE E&P détient dans ces réserves et cette production, nette de toutes redevances prélevées en nature par les tiers sous forme de pétrole brut ou de gaz naturel (entitlement). Est inclus dans ces références le montant des réserves nettes 2P de pétrole, de gaz et autres hydrocarbures estimées comme pouvant être extraites pendant la durée restant à courir des licences, concessions et contrats de partage de production. ENGIE consolide ENGIE E&P International SA selon la méthode d'intégration globale.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016[1]	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	6 347	3 405	+86,4 %
EBITDA	128	15	NA

(1) Chiffre d'affaires et EBITDA 2016 hors activités "Entreprises et Collectivités" de ENGIE SA, transférées vers le secteur Autres au 1er janvier 2017.

1.3.10.1 Génération Europe

1.3.10.1.1 Missions & Stratégie

Le contexte de marché dans lequel intervient la BU Génération Europe connaît d'importantes évolutions. La part de marché des énergies renouvelables ne cesse de croître et la demande d'électricité est stable, voire diminue, ce qui entraîne une intensification de la concurrence sur ces marchés matures.

De plus, la montée en puissance des énergies renouvelables dont la production est intermittente suppose une plus grande intervention des gestionnaires de réseau de transport européens. En cas de forte volatilité des énergies renouvelables, les acteurs du marché doivent réagir afin de stabiliser le réseau. Avec toute la souplesse qu'elles offrent, les centrales au gaz jouent donc un rôle clé aujourd'hui sur les marchés de l'énergie. La BU Génération Europe, en sa qualité de fournisseur de services de flexibilité (services ancillaires), peut tirer profit de cette évolution en cours.

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme, différents gouvernements se sont dotés de mécanismes supplémentaires de capacité ou de réserve, qui rémunèrent les producteurs d'électricité afin que les centrales électriques puissent être maintenues opérationnelles et ainsi fonctionner lors des épisodes de faible production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Dans un contexte de marchés en plein bouleversement, la BU Génération Europe souhaite devenir un acteur de référence de la transition énergétique en tant qu'alliée des énergies renouvelables. Pour atteindre cet objectif, elle souhaite :

- proposer de l'électricité, de manière compétitive, sur les marchés matures de l'énergie en mettant sur le marché une énergie au prix le plus compétitif ;
- répondre aux besoins accrus en flexibilité (services ancillaires et mécanismes de rémunération des capacités) ;
- servir de grands clients industriels en s'appuyant sur son savoir-faire en matière de marchés de l'énergie, d'exploitation et de maintenance énergétiques de grands sites industriels, en collaboration avec d'autres BUs selon les besoins ;
- et se positionner comme l'alliée durable des énergies renouvelables en réduisant son empreinte environnementale (exemple : cession en mars 2017 de la centrale au charbon de Polaniec en Pologne, ce qui a entraîné une réduction de 6,2% des émissions de CO_2 d'ENGIE).

À la suite de la cession de la centrale électrique de Polaniec, la BU Génération Europe a vendu ses centrales de production électrique à gaz (1,8 GW) au Royaume-Uni en octobre 2017 à Energy Capital Partners, un fonds de *Private Equity* américain, afin de continuer à redessiner son portefeuille et de contribuer au plan de transformation d'ENGIE.

1.3.10.1.2 Description des activités

La BU Génération Europe gère un portefeuille d'actifs de production thermique avec une capacité installée de 20,3 GW [1] dans huit pays européens (Belgique, Pays-Bas, Allemagne, France, Italie, Portugal, Espagne et Grèce). La répartition de la capacité installée par technologie s'établit comme suit : gaz (15,6 GW), charbon (2,9 GW), hydroélectrique et pompage/turbinage (1,3 GW), biomasse et autres (0,5 GW). Sur ces 20,3 GW de capacité installée, environ 2,5 GW sont mis sous cocon (de manière saisonnière) en fonction de la demande du marché.

Outre son activité de production électrique, la BU conçoit des services pour de grands clients industriels autour de solutions énergétiques et de services d'exploitation et de maintenance.

1.3.10.2 Tractebel

1.3.10.2.1 Missions & Stratégie

Avec ses clients, la mission de Tractebel consiste à façonner le monde de demain, en leur fournissant des services d'ingénierie, de conseil et de gestion de projets de premier plan, tout en se positionnant comme leur partenaire dans le domaine des solutions innovantes, de la transition énergétique et de la transformation numérique. Par ailleurs, Tractebel entend jouer un rôle actif dans le monde d'aujourd'hui en concevant des solutions destinées à atténuer le changement climatique et ses effets et à fournir de l'électricité à chacun.

1.3.10.2.2 Description des activités

Tractebel fournit un éventail complet de services tout au long du cycle de vie des projets de ses clients. En étant l'une des plus importantes sociétés de conseil et d'ingénierie au monde et avec plus de 150 ans d'expérience, Tractebel est en mesure d'offrir à ses clients des solutions pluridisciplinaires dans l'énergie, l'eau et les infrastructures. L'éventail de son savoir-faire s'étend à l'Europe, l'Afrique, l'Asie et l'Amérique Latine, ce qui lui permet de relever les défis les plus complexes de ses clients avec la même qualité de services d'ingénierie et de conseil, quelle que soit la localisation de ces projets.

En 2017, ENGIE Laborelec a rejoint Tractebel. Grâce à ce pas en avant, Tractebel est capable de proposer des solutions toujours plus complètes sur le marché énergétique.

En s'appuyant sur les compétences de ses 240 techniciens et ingénieurs hautement qualifiés, ENGIE Laborelec est actif sur toute la chaîne de valeur de l'électricité. L'entreprise conduit également des recherches sur des nouvelles technologies énergétiques prometteuses, ce qui inclut des études sur la capture et le stockage du carbone, les nouvelles technologies d'énergies renouvelables, l'énergie "intelligente", le transport individuel durable, le stockage d'électrité , les villes de demain, ainsi que les bâtiments résidentiels et tertiaires.

Tractebel offre :

- des solutions en matière d'énergie : marchés de l'énergie et politiques énergétiques, mise en œuvre de la transition énergétique, énergies renouvelables, conseil en systèmes énergétiques, solutions énergétiques numériques et décentralisées, hydroélectricité, nucléaire, énergie thermique, transport et distribution, gaz et GNL ;
- des solutions en matière d'eau : côtes et estuaires, réservoirs et barrages, protection contre les inondations, transfert d'eau, traitement et approvisionnement en eau, irrigation, conseil en dragage, infrastructures *offshore* ;

(1) Capacité installée nette à 100% au 31/12/2017, indépendamment du taux réel de détention et de la méthode de consolidation.

- des solutions en matière d'infrastructures : stratégies et politiques de la ville et des territoires, aménagement urbain et plan d'urbanisme, transport et mobilité, bâtiments intelligents et complexes, efficacité énergétique, géo-technologie, programmes environnementaux, sanitaires et sociaux.

1.3.10.3 Gaztransport & Technigaz (GTT)

1.3.10.3.1 Missions & Stratégie

La société opère sur le marché des systèmes de confinement cryogénique ou à très basse température utilisés pour le transport par bateau et le stockage maritime et terrestre du GNL et d'autres gaz liquéfiés. Elle a été créée en 1994 par la fusion de Gaztransport et de Technigaz, qui combinaient plus de 50 années d'expérience dans le GNL.

Le marché du gaz liquéfié inclut plusieurs types de navires : les méthaniers, les *Floating Storage and Regasification Units* (FSRU), unités flottantes de stockage et de regazéification du GNL, les *Floating LNG Units* (FLNG), unités flottantes de production, stockage et déchargement du GNL, ainsi que les navires de transport multi-gaz (éthane et GPL notamment). La société propose également des solutions destinées aux réservoirs terrestres, à l'utilisation du GNL comme carburant pour la propulsion des navires et la chaîne logistique associée (*bunkering*), ainsi qu'une gamme de services complémentaires destinés à l'ensemble des acteurs de la chaine du gaz liquéfié.

Les missions de GTT consistent à :

- proposer aux différents acteurs de la chaîne des systèmes de confinement, conçus par la société, qui permettent de transporter et de stocker le gaz liquéfié en vrac, de façon fiable et sûre ;
- offrir des services d'ingénierie, de conseil, de formation, d'assistance à la maintenance et de réalisation d'études techniques à tous les stades de la chaîne du gaz liquéfié ;
- adapter ses technologies pour promouvoir les nouveaux débouchés du GNL, en contribuant notamment au développement du GNL comme carburant pour la propulsion des navires (*LNG as a fuel*), et du transport de GNL par voie maritime ou fluviale dans des navires de petite ou moyenne taille.

GTT est cotée sur le compartiment A du marché Euronext Paris. L'action GTT fait partie des indices SBF 120, CAC Mid 60, CAC Mid & Small et CAC All-Tradable. GTT est détenue à hauteur de 40,41% par ENGIE.

1.3.10.3.2 Description des activités

GTT a développé, au cours des 50 dernières années, des technologies éprouvées pour le transport par bateau et le stockage maritime et terrestre du GNL et d'autres gaz liquéfiés. Appliquées aux méthaniers, ces technologies permettent de transporter le GNL en vrac dans le navire, la coque du navire étant protégée par une isolation thermique qui maintient le GNL à température cryogénique (-163 degrés Celsius à pression atmosphérique). Tous les systèmes d'isolation dits «à membranes» développés par GTT répondent aux exigences réglementaires et sont approuvés par les principales sociétés de classification du domaine maritime.

Les systèmes de confinement conçus par GTT s'appuient sur ses technologies à membranes Market NO pour les méthaniers et autres unités flottantes ; GST pour les réservoirs terrestres. Ces systèmes permettent de transporter et de stocker le gaz liquéfié en vrac, de façon fiable et sûre. Ils sont constitués de matériaux plus fins et plus légers que ceux utilisés par les principaux systèmes concurrents, ce qui permet d'optimiser l'espace de stockage et de réduire les coûts de construction et d'opération du navire ou du réservoir. Les systèmes de confinement à membranes de GTT sont principalement utilisés par les chantiers navals, les armateurs, les sociétés gazières et les opérateurs de terminaux.

Les clients de GTT ont accès à ses technologies en application de contrats de licence qui donnent accès, d'une part, aux droits protégés sur les technologies et d'autre part, au savoir-faire de GTT, qui accompagne ses clients dans leur projet de construction et tout au long de la vie des navires, unités flottantes ou réservoirs terrestres.

GTT propose également à ses clients, indépendamment de la conclusion d'un contrat de licence, des prestations d'ingénierie.

Enfin, GTT fournit des services *ad hoc* qui comprennent notamment la formation, l'assistance à la maintenance, l'assistance à l'homologation et la réalisation d'études techniques.

1.3.10.4 Activités « Entreprises & Collectivités » d'ENGIE SA

1.3.10.4.1 Missions et stratégie

Entreprises & Collectivités (E&C) a pour mission d'être le fournisseur d'énergies de référence des entreprises, des collectivités et des copropriétés (segment BtoB) en France – à l'exception des clients dits *Giants* intégrés à la BU Global Energy Management et du bas de portefeuille des clients professionnels intégrés à la BU France BtoC.

1.3.10.4.2 Description des activités

Après une année 2016 difficile dans un marché de la fourniture énergétique BtoB profondément remanié et très concurrentiel, E&C a mené un plan de transformation qui a fait de 2017 un exercice de redressement. Trois chantiers principaux ont été menés : un plan de performance ambitieux, un recentrage fort sur le cœur de métier qu'est la fourniture d'énergie et un rapprochement avec les équipes de la BU Global Energy Management en charge de l'approvisionnement de gros sur les marchés. E&C a d'ailleurs rejoint le périmètre managérial du Directeur Général de cette BU, tout en conservant son autonomie propre.

Structuré en deux grands segments commerciaux (*Grands Comptes* couvrant le haut des portefeuilles public et privé et *Entreprises* couvrant les clients diffus et mono-sites comme les copropriétés et les Petites et Moyennes Industries), E&C s'appuie sur trois axes majeurs de différenciation : l'expertise (afin d'éclairer ses clients dans un monde de l'énergie complexe), les énergies vertes (afin d'accompagner ses clients vers un monde décarboné) et la satisfaction client (afin de faciliter la gestion des énergies de ses clients au quotidien).

1.3.10.5 Solairedirect

1.3.10.5.1 Missions & Stratégie

Solairedirect développe, finance, construit et exploite des centrales photovoltaïques au sol, de capacité supérieure à 1 MW, avec l'objectif d'industrialiser ces différentes étapes, de manière à rendre le coût de la production photovoltaïque le plus compétitif possible. Solairedirect se positionne ainsi de préférence sur des marchés offrant les conditions pour une compétitivité du solaire, à savoir certes une irradiation importante, mais aussi une disponibilité du foncier, du financement et la profondeur de marché (appels d'offres).

En 2017, le Groupe a décidé de transférer l'activité de développement sous la responsabilité managériale des BUs géographiques pour bénéficier de l'ancrage local des BUs.

Solairedirect sera davantage recentré sur l'activité des EPC (*engineering, procurement, construction*) pour devenir une plateforme EPC des centrales photovoltaïques du Groupe, ou pour le compte de tiers.

1.3.10.5.2 Description des activités

Capitalisant sur son expérience acquise en France et au travers de son réseau d'investisseurs et d'institutions financières de premier plan sur le marché de l'énergie solaire, Solairedirect se positionne pour profiter des opportunités émergentes offertes par des marchés combinant une irradiation élevée, un accès aisé aux financements et une dynamique de marché favorisant la compétitivité de l'énergie solaire par rapport aux autres sources d'énergie.

À la suite de la décision du Groupe de modifier la répartition des rôles du développement solaire entre Solairedirect et les BUs géographiques, les opérations décrites ci-dessous sont désormais partagées entre Solairedirect (plateforme EPC) et les BUs (développement, financement, services aux actifs, gestion des participations).

Afin de capter le plus de valeur possible à chaque étape de la vie d'un projet photovoltaïque, Solairedirect se positionne principalement sur les trois secteurs d'activités suivants :

- **développement et construction** : développement, services de conception, de fourniture et d'installation pour la construction de parcs solaires, pour ses propres projets ou pour des tiers ;
- **services aux actifs** : fourniture des services d'exploitation et de maintenance à l'ensemble des parcs solaires qu'il construit, ainsi que des services administratifs et financiers aux sociétés de projets qu'il a constituées pour détenir ces parcs solaires ;

  Ces services d'exploitation et de maintenance sont réalisés habituellement à travers des contrats de long terme (20-25 ans) pour chaque parc solaire qu'il construit, offrant ainsi aux investisseurs une gamme complète de solutions clés en mains pour l'exploitation et la maintenance des parcs solaires pendant leur cycle de vie. En contrepartie, la société perçoit, au titre de ces accords, un flux régulier de revenus tout au long du cycle de vie des parcs solaires, ce qui contribue à l'établissement de relations durables avec les investisseurs et les parties prenantes locales ;
- **gestion des participations** : la gestion de son portefeuille de participations composé d'une part, des investissements réalisés dans les projets construits pouvant être cédés lors de la phase de post-construction (*brownfield*), d'autre part, des participations minoritaires résiduelles dans des projets ayant déjà donné lieu à une cession lors de la phase de pré-construction (*greenfield*).

1.3.11 Présentation des Métiers

Les Métiers mettent au point, avec la Direction de la Stratégie Groupe, la vision à moyen terme de leurs différents secteurs d'activité. Ils ont également pour rôle d'accélérer le développement des BUs en :

- mobilisant et partageant les compétences clefs du Groupe, en valorisant les meilleures pratiques, en identifiant les expertises métiers dans les différentes BUs, en assurant la diffusion des références commerciales les plus significatives et en animant les communautés de pratique ;
- pilotant les grands programmes d'avenir (stockage d'énergie, villes intelligentes, rénovation énergétique des bâtiments, mobilité verte, biogaz, etc.) et des projets significatifs (hydrogène, plateforme d'e-commerce pour la maison connectée, etc.) ;
- apportant un support au quotidien à l'activité et en accélérant les processus de conquête de nouveaux marchés grâce au développement d'une politique grands comptes et grâce à la recherche et à la coordination de partenariats structurants techniques et commerciaux ;
- encourageant les démarches d'amélioration continue pour améliorer la performance opérationnelle ;
- exerçant un second regard pour la Direction Générale dans les décisions structurantes (investissement, désinvestissement, etc.), dans les décisions d'engagement des projets opérationnels et dans l'analyse concurrentielle.

1.3.11.1 Métier Chaîne du Gaz

Le Métier Chaîne du Gaz recouvre toutes les activités de la chaîne de valeur du gaz en amont de la fourniture aux clients du Groupe. L'ambition du Métier est de promouvoir le gaz comme vecteur de la transition énergétique partout dans le monde, de mettre en place des solutions innovantes et de développer de nouveaux usages.

Les activités principales du Métier sont :

- l'activité «traditionnelle» de la chaîne du gaz (sur les différents maillons de la chaîne de valeur) dans des contextes variés de séparation ou non des activités de commercialisation de celles d'infrastructures ;
- les nouvelles activités gaz (nouveaux produits et solutions comme le biogaz, le *small scale LNG*, le GNL dans le transport, l'hydrogène, etc.).

1.3.11.2 Métier Production Centralisée d'Électricité

Le Métier Production Centralisée d'Électricité intervient pour les projets d'électricité renouvelable, thermique et les projets de distribution électrique.

Le Métier a pour objectifs de :

- soutenir le développement et l'acquisition d'unités de production thermique centralisée ;
- accélérer la hausse de la production issue de ressources renouvelables ;
- maximiser la valeur des actifs existants ;
- élaborer les solutions les plus innovantes et les plus compétitives ;
- adapter la production d'énergie thermique sur les marchés arrivés à maturité, aux demandes des nouveaux marchés (pour assurer la stabilité des approvisionnements, par exemple), en renforçant la flexibilité opérationnelle et en réduisant les coûts d'exploitation.

1.3.11.3 Métier Solutions Décentralisées pour les Villes et les Territoires

Le Métier Solutions Décentralisées pour les Villes et les Territoires vise à orienter l'approche du Groupe vers les défis à long terme posés par l'urbanisation massive et la révolution numérique en :

- contribuant à transformer les nouvelles idées en nouveaux produits et services au sein de chaque BU ;

- favorisant le partage des meilleures pratiques et la gestion des connaissances au sein des BUs ;
- créant la démarche stratégique du Groupe pour chaque activité dans son champ d'application.

1.3.11.4 Métier Solutions pour les Entreprises

Le Métier Solutions pour les Entreprises regroupe les activités de ventes d'énergie et services, deux domaines caractérisés par des marchés fortement concurrentiels où les entités du Groupe doivent s'adapter aux attentes et aux besoins évolutifs des clients.

Le Métier œuvre pour favoriser la création d'offres plus locales, modulables et innovantes et a pour principales missions :

- d'apporter une démarche stratégique du marché aux entités BtoB grâce à des analyses stratégiques et de maintenir une veille concurrentielle et technologique pour suivre l'évolution de leur contexte global ;
- d'orienter les opérations d'investissement et de désinvestissement ;
- de mobiliser et partager les compétences ;
- de soutenir l'activité chez les clients actuels du Groupe et les prospects, en mettant en avant des offres existantes ou en développant de nouvelles offres, des partenariats, etc.

1.3.11.5 Métier Solutions pour les Particuliers et les Professionnels

Le Métier Solutions pour les Particuliers et les Professionnels a pour mission d'accélérer et de faciliter la transition énergétique sur le marché des clients particuliers et professionnels, en proposant des solutions de pointe.

Pour atteindre cette ambition et faire face aux changements sans précédent qui bouleversent le monde de l'énergie, le Métier s'appuie sur les 4 axes suivants :

- accroître les implantations commerciales d'ENGIE en développant le portefeuille de clients et permettre l'accès à l'énergie dans les pays émergents ;
- accélérer la croissance en matière de solutions pour les clients par le biais de nouvelles activités et de solutions innovantes ;
- ouvrir de nouvelles perspectives et soutenir l'excellence opérationnelle en augmentant la satisfaction client et en améliorant la performance commerciale ;
- mobiliser les compétences autour de la responsabilisation et de l'orientation client, en facilitant la capacité à développer de nouvelles idées.

1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements

Le Groupe détient en propriété ou en location un nombre important d'immobilisations industrielles à travers le monde. De nombreuses activités du Groupe impliquent l'exploitation de très grandes usines dont le Groupe ne détient toutefois pas toujours l'entière propriété.

Au 31 décembre 2017, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 40 pays.

Les tableaux suivants présentent les principales installations en service dont le Groupe est, en tout ou partie, propriétaire. Les propriétés en location sont traitées dans les Notes 20 et 21 de la Section 6.1 «Comptes consolidés».

CENTRALES ÉLECTRIQUES (CAPACITÉS > 400 MW HORS UNITÉS EN CONSTRUCTION)

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	670	Fioul
Allemagne	Wilhelmshaven	726	Charbon
	Zolling	538	Charbon, biomasse, fioul
Arabie saoudite	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	484	Gaz naturel
	Shedgum	484	Gaz naturel
	Uthmaniyah	484	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Loy Yang B	986	Lignite
	Pelican point	478	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 234	Gaz naturel
	Al Ezzel	954	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 164	Pompage hydraulique
	Doel	2 910	Nucléaire
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	450	Hydroélectrique
	Estreito	1 087	Hydroélectrique
	Jaguara	424	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	408	Hydroélectrique
	Ita	1 450	Hydroélectrique
	Jorge Lacerda	773	Charbon
	Machadinho	1 140	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 078	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 420	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	884	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	891	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 599	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 510	Gaz naturel
	Taweelah	1 592	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
États-Unis	Astoria 1	575	Gaz naturel
	Astoria 2	575	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] (MW)	Type de centrale
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	490	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Gaz naturel
	Viotia	570	Gaz naturel
Grèce	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
Italie	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Az Zour North	1 539	Gaz naturel
Koweït	Al-Rusail	665	Gaz naturel
Oman	Barka 2	678	Gaz naturel
	Barka 3	744	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	744	Gaz naturel
	Uch 1	551	Gaz naturel
Pakistan	Eems	1 931	Gaz naturel
Pays-Bas	Flevo	841	Gaz naturel
	Rotterdam	731	Charbon
	Chilca	917	Gaz naturel
Pérou	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
	Ecoelectrica	507	Gaz naturel
Porto Rico	Elecgas	840	Gaz naturel
Portugal	Pego	576	Charbon
	Turbogas	990	Gaz naturel
	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
Royaume-Uni	Senoko	3 201	Gaz naturel et fioul
Singapour	Gheco One	660	Charbon
Thaïlande	Glow IPP	713	Gaz naturel
	Ankara	763	Gaz naturel
Turquie	Marmara	480	Gaz naturel

(1) Capacités des actifs dans lesquels ENGIE détient une participation, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

STOCKAGES SOUTERRAINS DE GAZ NATUREL (> 550 MM³ DE VOLUME UTILE TOTAL [1])

Pays	Localisation	Volume utile (Mm³) brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 710
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
France	Uelsen	840
Allemagne		

(1) Volume utile des stockages détenus par ENGIE, pris en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

TERMINAUX MÉTHANIERS

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification ($Gm^3(n)/an$) (1)
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	3
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25
États-Unis	Everett	6,3
Chili	Mejillones	2,0
Porto Rico	Penuelas	0,8

(1) Capacités des actifs détenus par ENGIE, prises en compte dans leur intégralité quel que soit le taux réel de détention.

1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies

1.5.1 L'innovation

Pour être leader de la transition énergétique en Europe, le Groupe s'appuie notamment sur l'innovation pour répondre aux nouvelles attentes de ses clients.

La Direction de l'innovation, destinée à accompagner l'évolution des marchés matures de l'énergie et la convergence entre les services à l'énergie et les technologies de l'information, a pour ambition de positionner le Groupe à l'avant-garde de ces évolutions, en développant des sources de croissance additionnelle et de nouveaux modes d'exercice des métiers du Groupe.

Plusieurs outils et processus sont déployés pour favoriser la créativité entrepreneuriale et faire en sorte que l'innovation concoure durablement au développement commercial du Groupe. La plate-forme collaborative «*innov@ENGIE*», destinée aux collaborateurs d'ENGIE a pour ambition de favoriser la dynamique de l'innovation et développer l'innovation collaborative dans le Groupe. Au 31 décembre 2017, elle comptait plus de 16 000 membres. En moyenne, 5 à 10 idées de nouveaux produits ou de nouveaux métiers sont déposées chaque semaine. À fin 2017, 670 idées ont ainsi été proposées.

Pour transformer ces idées en produits, un processus d'incubation des projets des collaborateurs a vu le jour. Au 31 décembre 2017, 25 équipes de collaborateurs du Groupe incubaient leurs projets dans des incubateurs externes, fruits de partenariats conclus avec, notamment en France ou encore aux Pays-Bas, en Allemagne ou au Brésil. De nouvelles offres ont ainsi vu le jour, en lien avec les évolutions stratégiques du Groupe, parmi lesquelles *Power Corner* (électrification rurale en Afrique), *Nextflex* (effacement), ou encore *Pl'ease* (conciergerie de quartier).

Ce dispositif enrichit les démarches déjà existantes, en particulier les Trophées de l'Innovation. Ce concours interne récompense chaque année les projets innovants des collaborateurs du Groupe. En 2016-2017, la 9e édition des Trophées de l'Innovation a recueilli environ 700 candidatures, en augmentation constante.

Afin de renforcer ses liens avec l'écosystème d'innovation des territoires où il est présent, le Groupe s'associe aux événements majeurs sur le thème de l'innovation. En 2017, ENGIE a notamment été présent au CES de Las Vegas et Vivatechnologies à Paris. En juin 2017, la «semaine de l'innovation» d'ENGIE a déclenché l'organisation de 180 événements rassemblant collaborateurs du Groupe, clients, *start-ups* et entrepreneurs dans 29 pays, soit plus de 10 000 participants.

ENGIE a lancé environ 60 appels à projets à destination des *start-ups*. Près de 2 000 propositions ont été reçues pour répondre aux besoins techniques ou commerciaux des entités opérationnelles du Groupe.

Le fonds d'investissement *ENGIE New Ventures*, créé en mai 2014 pour accompagner des *start-ups* innovantes, et doté de 115 millions d'euros, a pour vocation de prendre des participations (minoritaires) dans des *start-ups* en développement liées aux activités du Groupe, en leur offrant un double levier : financier grâce à l'investissement, et opérationnel.

Au 31 décembre 2017, le portefeuille d'*ENGIE New Ventures* comporte 15 participations. Parmi les plus récentes, on peut citer les investissements dans Heliatek (Allemagne – photovoltaïque organique), SymbioFCell (France – prolongateur d'autonomie pour véhicules électriques utilisant une pile à hydrogène) ou encore Gogoro (service de scooters électriques).

ENGIE New Business a été créé fin 2014 pour être le support d'investissements dans des sociétés innovantes réalisés majoritairement par le Groupe. En 2017, *via* ENGIE New Business, le Groupe a procédé à l'acquisition de EV Charged BV, *holding company* de EV-Box, leader européen dans les solutions de recharge de véhicules électriques.

1.5.2 Recherche & Technologies

Dans un contexte de transition énergétique, les activités de recherche et de développements technologiques soutiennent la préparation des futures activités du Groupe en renforçant sa capacité à détecter, évaluer et tester les nouvelles technologies afin de valider des solutions sûres et performantes qui seront intégrées dans les offres de demain. Elles contribuent aussi à l'amélioration continue de la performance des entités opérationnelles.

Ces activités, qui s'appuient sur des partenariats avec des acteurs mondialement reconnus (laboratoires, universités, industriels, start-ups), participent à l'intégration du Groupe dans un puissant écosystème de R&D et d'innovation renforçant ainsi la visibilité du Groupe et son développement sur les marchés.

En 2017, les dépenses pour la recherche et le développement technologique du Groupe se sont élevées à 181 millions d'euros.

La filière Recherche & Technologies, qui regroupe l'ensemble des entités du Groupe menant des travaux spécifiques à leurs domaines d'activité, comprend près de 1 000 collaborateurs.

Pour orienter ses travaux de recherche prospective, le Groupe s'appuie notamment sur :

- un Conseil Scientifique, organe consultatif composé de personnalités scientifiques internationales reconnues qui apportent leur vision sur les sujets susceptibles d'avoir un impact sur le Groupe ;
- un dispositif de veille technologique mettant en œuvre une démarche systématique de détection et d'évaluation de technologies émergentes pouvant intéresser les activités futures du Groupe.

Les activités de recherche et de développements technologiques sont organisées en une filière qui regroupe :

- des Centres de recherche :
  - l'ENGIE Lab CRIGEN, Centre de Recherche et d'Innovation sur le Gaz et les Énergies Nouvelles,
  - l'ENGIE Lab Laborelec, centre d'expertise et de recherche sur les technologies de l'énergie électrique,
  - l'ENGIE Lab Cylergie, dédié aux services d'efficacité énergétique et de gestion intelligente de l'énergie, en complémentarité avec les autres ENGIE Labs.

  Ces Labs sont complétés par des antennes à l'international afin de rapprocher le Groupe d'écosystèmes de recherche locaux très actifs, et de soutenir nos développements en Amérique du Sud, au Moyen-Orient et en Asie ;
- des Centres d'expertises et d'ingénierie : le Centre d'Expertise en Études et Modélisations Économiques (CEEME), la Direction du Développement Nucléaire et ENGIE Tractebel ;
- des BUs et des filiales réalisant des travaux de recherche complémentaires pour soutenir leurs activités, tels la BU France BtoB, GRTgaz, GRDF, Storengy, la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), Exploration Production International (EPI) et Gaz Transport & Technigaz (GTT).

En 2017, les expertises transverses se trouvant réparties entre différentes implantations géographiques d'entités de recherche et de développements technologiques ont été regroupées en Labs thématiques correspondant aux thèmes majeurs de recherche du Groupe.

Parmi les travaux notables réalisés par les Labs thématiques en 2017, on peut citer :

- dans le domaine des nouvelles sources d'énergie :
  - énergie solaire : développement d'un pilote de production d'électricité à partir de films photovoltaïques organiques sur une toiture de grande taille (France) ; réalisation de deux installations pilotes photovoltaïques bifaciales innovantes (Chili) ; essais de revêtements anti-salissures intégrés à des modules photovoltaïques ; études sur le photovoltaïque flottant ; tests de performance sur site de solutions de nettoyage de grandes installations photovoltaïques (Chili, Inde) ; design et étude technico-économique de solutions pour l'électrification renouvelable de sites télécoms (Égypte),
  - nouvelles technologies de production de biogaz : démarrage de la plateforme expérimentale à l'échelle semi-industrielle «*GAYA*» dont l'objectif est de développer les technologies et les savoir-faire permettant de réduire le coût de production du biométhane de deuxième génération en vue du développement d'une nouvelle filière industrielle durable (Lyon, France) ; lancement d'un projet de développement d'outils de pilotage intelligent d'unités de méthanisation et d'intégration territoriale des projets de biogaz,
  - énergie éolienne et marine : évaluation des différents concepts de la technologie «*AirBorne Wind*» et estimation du potentiel de celle-ci en France ; analyse du potentiel de production en mer du Nord ; support à un projet éolien offshore flottant ; support technique aux BUs sur la performance de parcs éoliens, l'injection dans le réseau d'électricité éolienne offshore et la sélection d'une technologie de dégivrage d'éolienne ; réalisation d'une *due diligence* sur le design d'une turbine hydrolienne,
  - filière hydrogène-énergie : poursuite des travaux dans l'électrolyse et la co-électrolyse haute température (avec le Commissariat à l'Énergie Atomique notamment) ; lancement de projets collaboratifs de démonstrateurs et études de couplage avec d'autres technologies (méthanation, solaire concentré) dans le cadre de l'appel à projets «*Territoire hydrogène*» du Programme d'Investissements d'Avenir (PIA) ; poursuite du projet de démonstrateur «*GRHYD*» sur les technologies «*Power to Gas*» et l'utilisation des mélanges hydrogène/gaz naturel pour la ville durable avec une première injection d'hydrogène dans le réseau GRDF prévue en 2018 (Dunkerque, France),
  - Gaz Naturel Liquéfié (GNL) à petite échelle : étude expérimentale et modélisation du comportement thermodynamique du GNL dans les réservoirs à petite échelle pour le «*LNG to Power*» et le GNL carburant (navires et camions) ; développement d'un pilote de liquéfaction du biométhane et du gaz naturel à petite échelle (solution «*LiLiBox*») ; mise au point d'une jauge GNL intelligente pour une exploitation optimale des réservoirs de GNL carburant ; test de la suite logicielle «*Cargo-on-board*» permettant de prévoir l'évolution des caractéristiques physiques du GNL en vraie grandeur sur deux méthaniers de la flotte d'ENGIE,
  - géothermie: développement d'une méthode de détection de vapeur en profondeur pour la production d'électricité (technique testée avec succès en Indonésie) ; travaux sur la reconversion d'anciens puits de mines ennoyés pour la production de chaleur et de froid ; développement d'un pilote de champ de sondes couplé avec des panneaux solaires thermiques (Chémery, France) ;
- dans le domaine des nouveaux usages de l'énergie :
  - gestion de l'énergie dans l'habitat du futur : création d'une plateforme en ligne pour l'évaluation du potentiel de rénovation thermique des maisons individuelles (en collaboration avec le centre de R&D Energyville et la KU Leuven) ; développement d'un démonstrateur de plateforme énergétique communautaire «*Peer to Peer*» rassemblant 70 habitations et analyse des modalités de partage de la valeur ; réalisation d'une inter-comparaison des systèmes «*Home Energy Management*» dans le segment résidentiel,
  - efficacité énergétique des bâtiments et villes durables : établissement de méthodes et d'outils pour le développement d'un urbanisme durable ; travaux sur les méthodes de conception des constructions neuves et la rénovation pour une gestion optimale de l'énergie, l'empreinte carbone et les déchets ; co-développement de diverses technologies de cogénération à haut rendement pour les bâtiments tels que des turbines à cycle organique de Rankine, des moteurs à combustion interne, des pompes à chaleur multi-énergie ou encore des piles à combustible ; contribution à la définition du nouveau label «*Énergie PLUS Carbone MOINS*» en France et des nouvelles normes européennes; soutien aux BUs dans le cadre de soumission à des appels d'offres de promotion immobilière,
  - industrie du futur : poursuite du développement d'offres de réduction des émissions des NOx des fours verriers ainsi que

des travaux sur les pompes à chaleur haute température et la valorisation de la chaleur fatale en industrie ; dépôt d'un brevet sur un brûleur Bas NOx pour les chaudières industrielles ; conception et démarrage d'une installation de traitement des eaux de regazéification par biopolymères naturels (Terminal Elengy de Fos-sur-Mer, France) ; réalisation de prestations de simulation numérique appliquée aux systèmes thermiques dans l'industrie (fours industriels, installation de traitement d'eau),

- stockage de l'énergie : évaluation de batteries ; réalisation de travaux sur la caractérisation d'indicateurs relatifs à leur vieillissement ; utilisation d'algorithmes d'apprentissage automatique pour les prédictions de perte de capacité ; recherches sur l'utilisation en seconde vie de batteries de véhicules pour des applications en systèmes stationnaires ; support au développement d'un pilote de batteries pour la régulation de fréquence du réseau (Drogenbos, Belgique),
- réseaux intelligents et micro-réseaux : poursuite des projets collaboratifs sur les systèmes multi-agents et le couplage sécurisé des réseaux (télécom et énergie) pour les services aux réseaux intelligents de nouvelle génération, ainsi que sur le stockage par pompage (réalisation d'un pilote à Tournai, Belgique) ; support à la soumission à des appels d'offres pour l'implantation de micro-réseaux sur des sites industriels ; poursuite du projet de démonstrateur REIDS de micro-réseaux insulaires multi-fluides et multi-énergies îles à Singapour (installation des premiers équipements : éolienne, station de remplissage d'hydrogène pour la mobilité, container batteries) ; communication sur cette vitrine des solutions énergétiques durables pour les îles à l'occasion de la *Singapore International Energy Week* (SIEW) 2017, événement majeur dans le domaine en Asie,
- mobilité verte : poursuite du projet sur les composés *Metal Organic Frameworks* (MOFs) pour le développement de réservoirs de gaz naturel embarqués ; participation aux comités de standardisation relatifs aux stations de gaz naturel pour les véhicules et à la qualité du bio-méthane pour la mobilité ; réalisation d'études relatives à l'utilisation de l'hydrogène pour la mobilité ; participation à un projet collaboratif relatif aux impacts sur le réseau de la charge des véhicules électriques lourds ; implication dans la chaire Anthropolis sur les nouveaux usages dans la mobilité urbaine de demain ; support à des expertises technologiques de start-ups,
- émissions et utilisation du CO_2 : Test d'un équipement de mesure de la qualité du CO_2 portable dans différentes usines de démonstration de capture et de stockage ; caractérisation des émissions associées aux usines de captage du CO_2 et évaluation des mesures d'atténuation,
- qualité de l'air intérieur : développement d'un protocole de suivi du confort et de la qualité de l'air dans un bâtiment tertiaire en rénovation ; développement d'une offre répondant aux exigences sur la qualité de l'air intérieur dans les écoles et les crèches ; collaboration avec l'Institut National de Recherche et de Sécurité (INRS) sur la modélisation de la qualité de l'air dans les piscines publiques ; application de l'instrumentation «mesures à l'émission» à la maîtrise de la combustion Biomasse ; audits de qualité de l'air dans les bâtiments tertiaires (ou à usage plus spécifique) ; tests de nouveaux capteurs Qualité de l'Air Connectés,
- éclairage : caractérisation de défauts et de l'espérance de vie de divers types de sources de lumière, réalisation d'une base de données partagée avec la fonction Achats ; test de la technologie «*LiFi*» basée sur la transmission de données sans fil utilisant la lumière comme vecteur de communication,
- impacts environnementaux et sociétaux : en appui à la définition et à la mise en œuvre des politiques sociales et environnementales du Groupe, évaluation des impacts environnementaux des filières photovoltaïques et biogaz ; contribution au développement de services à hautes performances économiques et environnementales au sein d'écosystèmes industriels dans le cadre d'un projet collaboratif ;

- dans le domaine du Digital et technologies supports :
  - informatique et intelligence artificielle : développement d'algorithmes et de services supports pour la mise en œuvre de multiples solutions innovantes telles que : l'optimisation de la maintenance prédictive d'éoliennes et d'éclairages publics, la détection automatique de défauts sur différents types d'équipements, l'analyse du langage naturel pour des applications de type «*ChatBot*» ; support au développement d'une solution de sécurisation des espaces publics urbains (Marseille, France) ; participation à l'*Energy Web Foundation*pour l'évaluation de la pertinence de la technologie *blockchain* pour le secteur de l'énergie ; contribution à la mise en œuvre de nouvelles solutions telles qu'une nouvelle plateforme numérique de suivi des sites de production d'énergies renouvelables,
  - capteurs et nanotechnologies : validation technique d'une technologie très innovante pour l'odorisation flexible du biométhane et des gaz en industrie ; développement de solutions radio permettant de maintenir une connexion digitale des opérateurs en mobilité sur zones rurales mal couvertes par les réseaux de communication ; prototypage et qualification d'une solution d'instrumentation à bas coût pour la mesure du débit pression et température sur les réseaux de gaz difficiles d'accès ; développement d'un dispositif de filtration et de compression d'hydrogène par technologie protonique ; développement d'une offre de services pour le gardiennage et le suivi des flux dans la ville et d'une offre sur l'éclairage connecté pour l'industrie,
  - cybersécurité : développement de guides sur les capteurs connectés pour les gestionnaires de réseaux belges ; participation à un projet européen relatif à l'établissement d'un guide pour les Systèmes de Contrôle Industriels,
  - modélisation des réseaux : travaux sur l'optimisation des systèmes d'énergie multi-fluides (énergie-mobilité, territoires énergétiques multi-fluides et communautés énergétiques) ; dans le cadre d'un projet collaboratif, développement d'outils de simulation et d'optimisation pour l'intégration de la flexibilité de type «*Power to Heat*» et «*Power to Gas*» dans les systèmes électriques,
  - impression 3D : lancement de projets sur les caractéristiques, la réplicabilité et la résistance à la fatigue des pièces métalliques imprimées en 3D afin de permettre leur utilisation sans risque dans l'industrie ; production de pièces pour les BUs ; ouverture de l'«*Additive Manufacturing Powder Lab*»,
  - robots et drones : développement d'un drone aérien pour le nettoyage d'isolants de lignes haute tension (en partenariat avec ENGIE Fabricom) ; développement d'un prototype de robot roulant autonome pour la détection automatique de la corrosion sur les canalisations métalliques extérieures ; développement d'une solution d'inspection et de détection automatique de défauts sur les panneaux des fermes de production photovoltaïque par caméra thermique ; acquisition de données extérieures sur les bâtiments par des drones aériens pour l'établissement d'un modèle «*Building Information Modeling*» (BIM) intérieur/extérieur couplé ; réalisation d'inspections sous-marines avec un drone sous-marin.

Les expertises développées par ces Labs thématiques en collaboration étroite avec les BUs et des partenaires externes de premier plan permettent de porter à maturité de nouvelles technologies et d'intégrer les meilleures d'entre elles pour proposer de nouvelles offres à haute valeur ajoutée à nos clients. Les sujets considérés comme potentiellement disruptifs, comme par exemple l'hydrogène, bénéficient d'une réorientation des ressources disponibles.

2

Facteurs de risque

2.1 Processus de gestion des risques 46

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 46

2.1.2 Gestion de crise 46

2.1.3 Couverture des risques et assurances 46

2.2 Risques liés à l'environnement externe 48

2.2.1 Environnement économique et concurrentiel 48

2.2.2 Environnement réglementaire et politique 48

2.2.3 Impact du climat 51

2.2.4 Risque de réputation 51

2.3 Risques opérationnels 52

2.3.1 Achats - ventes 52

2.3.2 Gestion des actifs et développements 53

2.3.3 Risques juridiques 54

2.3.4 Risques éthiques 54

2.3.5 Risques liés aux ressources humaines 54

2.3.6 Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine 55

2.3.7 Risques liés aux systèmes d'information 55

2.4 Risques industriels 56

2.4.1 Installations industrielles et sites Seveso 56

2.4.2 Pollution du milieu environnant 56

2.4.3 Centrales nucléaires en Belgique 56

2.4.4 Exploration-production d'hydrocarbures 57

2.5 Risques financiers 58

2.5.1 Risque de marché sur matières premières 58

2.5.2 Risque de contrepartie 58

2.5.3 Risque de change 58

2.5.4 Risque de taux d'intérêt 59

2.5.5 Risque de liquidité 59

2.5.6 Risque de dépréciation 59

2.5.7 Risque sur actions 59

2.5.8 Risque fiscal 60

2.5.9 Risque sur le financement des pensions de retraite 60

Les risques significatifs auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également l'affecter. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE.

2.1 Processus de gestion des risques

2.1.1 Politique de gestion globale des risques

Le Groupe a défini une politique de management global des risques (*Enterprise Risk Management* – «ERM»), dont les principes sont cohérents avec les standards professionnels (ISO 31000, *Federation of European Risk Management Associations* notamment) ; celle-ci explicite l'ambition d'ENGIE de «maîtriser ses risques pour assurer sa performance».

Le système de management global des risques du Groupe est d'application dans les activités et entités contrôlées du Groupe, dans le respect des règles de gouvernance qui s'imposent à chaque entité.

Cette politique préconise une prise de risques à un niveau raisonnable au plan juridique, acceptable par l'opinion et supportable économiquement. Elle précise que tout manager est un *risk manager*. Les Comités de Direction des entités du Groupe sont, en principe, les instances où sont décidées les actions à entreprendre pour gérer les risques, sauf lorsqu'un Comité des Risques est créé spécifiquement comme pour le risque de marché.

Pour mettre en œuvre cette ambition, le Groupe a désigné comme *Chief Risk Officer* le Directeur du Management des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer que le Groupe dispose partout d'une compétence adéquate pour une bonne gestion des risques. L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif (Comex). Chaque risque prioritaire identifié est coordonné par un membre du Comex. La campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Enfin, le Comité d'Audit examine la revue des risques et porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration (voir Section 4.1.4 «Les Comités permanents du Conseil»).

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs. Le dispositif actuel de gestion des risques est maintenu et renforcé dans l'organisation du Groupe. À ce titre, un *Chief Risk Officer* est désigné dans chaque BU.

2.1.2 Gestion de crise

ENGIE peut devoir faire face à des situations de crise. Le Groupe a donc défini une politique de gestion et de communication de crise, qui précise les principes généraux et les rôles des différents acteurs, et a mis en place une organisation spécifique adaptée.

Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte, d'analyse et de décision pour gérer la crise au niveau approprié de l'organisation.

L'efficacité du dispositif et de sa déclinaison (plans d'urgence, plans de continuité d'activité, etc.) est appréciée régulièrement par des contrôles internes et des exercices appropriés.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département Assurances d'ENGIE est chargé de l'élaboration, de la mise en place et de la gestion des programmes d'assurances dans les domaines de la protection du patrimoine (dommages matériels et pertes de bénéfices) et des personnes, des recours de tiers (responsabilité civile), des assurances automobiles et de la prévention.

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,17% du chiffre d'affaires 2017 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

Un programme couvre la responsabilité civile des mandataires sociaux et dirigeants d'ENGIE, de ses filiales et des représentants du Groupe au sein de ses participations.

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de l'ensemble des entités pour un montant total de 800 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars US).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

Electrabel, en sa qualité d'exploitant de centrales nucléaires sur les sites de Doel et Tihange, voit sa responsabilité civile régie par les conventions de Paris et Bruxelles, visant l'indemnisation des victimes et la création d'une solidarité entre pays signataires, ainsi que par la loi belge du 22 juillet 1985 (modifiée par les lois du 29 juin 2014 et du 7 décembre 2016) et par l'arrêté royal du 7 décembre 2017.

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident et limité dans le temps par un délai de prescription de 10 ans, ce délai ayant été porté à 30 ans par la loi modifiée du 29 juin 2014 et ramené à 10 ans par la loi du 7 décembre 2016. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

Le programme d'assurance responsabilité civile nucléaire souscrit par Electrabel est conforme à la loi nationale belge de ratification qui fait obligation à l'exploitant de fournir une garantie financière ou de souscrire une assurance de responsabilité civile à hauteur de 1,2 milliard d'euros. L'insuffisance de capacités sur les marchés d'assurances a cependant engendré un découvert d'un montant maximum de 891 millions d'euros pour les seules responsabilités étendues par la loi du 29 juin 2014 pour un accident nucléaire qui serait survenu entre le 1er janvier 2016 et l'entrée en vigueur le 24 décembre 2016 de la loi du 7 décembre 2016.

2.1.3.3 Dommages matériels

Les entités du Groupe bénéficient d'assurances de dommages couvrant les installations en propre, louées ou confiées, à l'exception des canalisations de réseaux de transport et distribution de gaz et des réseaux de chaleur en France. Les principaux programmes prévoient des garanties formulées soit en valeur de remplacement à neuf, soit sur base de limites contractuelles d'intervention par sinistre, fixées en fonction de scénarios majeurs estimés selon les règles du marché des assurances et des offres disponibles (coût et capacité).

L'assurance des pertes d'exploitation et frais supplémentaires d'exploitation est souscrite en fonction de chaque analyse des risques en tenant compte notamment des plans de secours existants.

Les projets de construction font l'objet d'une garantie «tous risques chantier» souscrite par le maître d'ouvrage, le maître d'œuvre ou l'entreprise principale.

L'activité exploration-production est couverte par un programme d'assurance spécifique adapté aux risques de ce secteur d'activité et en conformité avec ses usages.

2.1.3.4 Domaine maritime

Un contrat d'assurance couvre le transport de GNL par méthanier avec une limite de 30 millions d'euros par expédition. Des assurances maritimes couvrent la responsabilité en tant qu'armateur (limitée à 6 milliards de dollars US, sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars US et de pollution plafonnée à 1 milliard de dollars US) ou affréteur (limitée à 750 millions de dollars US). Les dommages aux navires sont couverts à concurrence de leur valeur agréée.

2.1.3.5 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 Risques liés à l'environnement externe

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement externe et de s'y préparer. La politique de recherche et d'innovation du Groupe contribue également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Sections 1.5.1 «L'innovation» et 1.5.2 «Recherche & Technologies»).

2.2.1 Environnement économique et concurrentiel

L'activité du Groupe est impactée par le niveau de la demande en énergie et les prix des matières premières ainsi que par la mutation profonde du secteur de l'énergie (décentralisation et décarbonisation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.4 et 1.1.7).

En Europe, les prix de l'électricité restent à un niveau bas, ce qui pèse sur les résultats des actifs de production électrique du Groupe. Par ailleurs, la faible croissance de la demande en gaz naturel pourrait également entraîner des surcapacités dans les infrastructures gazières. L'abondance de l'offre actuelle continue de peser sur les prix du gaz naturel.

Concernant les activités de services, la concurrence reste forte et pèse sur les marges.

Dans ses divers métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs aux profils de plus en plus variés, tant par la taille, avec des acteurs internationaux ou locaux émergents, que par les métiers. La décentralisation des systèmes induite par la transition énergétique implique une réduction des barrières à l'entrée dans certaines activités (photovoltaïque, services) permettant à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe.

L'émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impacte la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, et aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information et des équipementiers.

Face à ces incertitudes et ces changements :

- à court terme, le Groupe optimise son parc de production, gère les risques de marché (voir 2.5.1 «Risque de marché sur matières premières»), adapte son portefeuille d'actifs et mène une veille active sur les évolutions qui se dessinent ; le Groupe a également entrepris de réduire significativement son exposition *merchant* ;
- à moyen terme, le Groupe se mobilise pour proposer un nouveau modèle de marché de l'énergie et milite en faveur d'un prix du CO_2 plus élevé sur le marché européen. Il se mobilise également en France pour proposer une évolution du marché du gaz naturel et en Belgique pour construire des conditions économiquement durables du marché du nucléaire. Par ailleurs, il transforme son modèle d'affaires (voir Sections 1.1.4 et 1.1.5).

2.2.2 Environnement réglementaire et politique

Le paysage législatif et réglementaire des métiers du Groupe est en mutation, tant au plan environnemental et social qu'au plan de la régulation du secteur énergétique.

2.2.2.1 Législation environnementale et sociétale

Les métiers du Groupe sont soumis à de nombreuses lois et réglementations relatives au respect de l'environnement, à la promotion des systèmes de production énergétique à zéro ou à faibles émissions de gaz à effet de serre, à la réduction des consommations d'énergie, à la protection de la santé, ainsi qu'à des normes de sécurité. Les projets et textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir, pourraient notamment impacter la stratégie et les résultats du Groupe.

Au plan international :

- après l'adoption de l'Accord de Paris lors de la COP21 à Paris en décembre 2015, accord universel sur le climat, la COP22 à Marrakech en novembre 2016 et la COP23 à Bonn en novembre 2017 ont été des étapes clés pour préciser la feuille de route des États et pour décider des modalités de mise en œuvre de l'accord qui devraient être finalisées en 2018, l'objectif commun étant d'accélérer les politiques nationales de lutte contre les émissions de CO_2. Le Groupe a pris une part active à ces travaux.

En Europe :

- la politique européenne en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 (politique «Union de l'énergie») promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de CO_2 et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique ;
- les évolutions des réglementations européennes et nationales sur les quotas et les prix de CO_2 affectent le marché du CO_2 en Europe et ont des conséquences sur la compétitivité relative du gaz naturel et du charbon dans la production d'électricité. Au plan européen, les États membres et le Parlement ont obtenu le 9 novembre un accord sur la révision post-2020 du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre qui est un enjeu d'importance pour le Groupe. Les marchés ayant anticipé cet accord, il ne devrait pas avoir d'impact significatif sur les prix du CO_2 à très court terme. À moyen terme, la raréfaction des quotas sur le marché devrait conduire à un équilibre et entraîner des hausses plus importantes des prix ;
- la révision du document référençant les meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de combustion pourra engendrer des modifications substantielles de certains sites en Europe. De même, la nouvelle Directive pour les moyennes installations de combustion adoptée en 2015 apporte de nouvelles contraintes ;
- l'adoption du règlement européen sur la protection des données personnelles qui entrera en vigueur en mai 2018 renforce les

sanctions en cas de défaillance. Le Groupe a initié le projet One Security et s'est associé à Thales afin de garantir un environnement de sécurité optimal à ses activités ; d'autre part, un programme de mise en conformité est déployé ;

- le Marché Unique Numérique, une des priorités de la Commission européenne depuis 2015, vise «à faire tomber les barrières réglementaires et à transformer les 28 marchés nationaux en un marché unique». Cela devrait favoriser le développement des activités digitales du Groupe mais pourrait, selon les orientations des législations en cours de définition, occasionner des surcoûts et contraindre les activités du Groupe en matière de circulation des données (accès, propriété, etc.). Le Groupe suit l'évolution des propositions afin d'en anticiper les conséquences.

En France :

- dans le cadre de la loi française sur la transition énergétique pour la croissance verte, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) publiée en octobre 2016 réaffirme ses deux priorités en matière de diminution de l'empreinte CO_2 et de développement des énergies renouvelables. Le Groupe reste attentif aux mesures visant à atteindre ces objectifs, notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, la mise en concurrence des concessions hydroélectriques et les dispositifs de lutte contre la précarité énergétique ;
- s'agissant des objectifs «Carbone», l'instauration d'un prix plancher applicable aux centrales à charbon à partir de janvier 2017 a été reportée. Dans le secteur non ETS (UE – *Emissions Trading System*), un prix du carbone est institué dans la loi française sur la transition énergétique pour le calcul des Taxes Intérieures sur les Consommations des Produits Énergétiques dont celles du gaz naturel ;
- la mise en place de la quatrième période concernant les obligations en matière de Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) à partir du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020 accroît fortement les obligations d'ENGIE par rapport à la période précédente. La rareté des CEE, la révision à la baisse des forfaits et les exigences renforcées devraient conduire à une hausse des prix des CEE en 2018, ce qui pourrait avoir un impact sur les marges du Groupe ;
- la future réglementation thermique 2018, en fonction de ses modalités de prise en compte de l'empreinte CO_2 dans les nouvelles constructions, pourrait relancer le chauffage électrique au détriment du gaz ;
- le projet de loi-cadre sur la biodiversité en France prévoit notamment d'inscrire dans le code de l'environnement le principe «Éviter, Réduire, Compenser». Ce principe est également présent dans la réglementation d'autres pays.

Partout dans le monde, la montée en puissance de l'application de la «*soft law*» nécessite d'analyser les activités du Groupe sous un prisme complémentaire, intégrant encore davantage les attentes et questionnements des parties prenantes.

Le Groupe réoriente sa stratégie et optimise son parc de production et son portefeuille de projets pour saisir les opportunités et s'efforce de limiter l'ensemble de ces risques notamment dans le cadre d'une politique environnementale et sociétale proactive (voir Section 3.5 «Informations environnementales»). En 2015, le Groupe a décidé de ne plus lancer de nouveaux développements dans le charbon. Il a fermé fin mars 2017 sa centrale à charbon d'Hazelwood en Australie et a cédé en janvier 2018 sa participation dans la centrale à charbon de Loy Yang B, également en Australie, réduisant ainsi les risques liés aux activités charbon.

2.2.2.2 Réglementation sectorielle

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique, le Mexique et le Brésil, des interventions des autorités publiques sont effectuées dans le domaine énergétique *via* la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par une hausse de la taxation des profits des énergéticiens, par le prélèvement de fonds constitués pour le démantèlement des centrales nucléaires, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence, ou encore par la volonté de remunicipalisation de certains services à la collectivité.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model* :

En Europe :

- la Commission européenne a publié le 25 février 2015 les grandes lignes de sa politique «Union de l'énergie». Certaines évolutions sont positives, notamment en ce qu'elles confèrent une plus grande visibilité, par exemple la formalisation d'un cadre énergie climat à 2030 basé sur un marché carbone renforcé ou l'adaptation du modèle de marché de l'électricité. D'autres pourraient avoir des impacts plus contrastés sur les activités du Groupe, par exemple de nouvelles règles de sécurité d'approvisionnement en gaz, la refonte du Troisième Paquet Énergie ou la supervision des accords intergouvernementaux. Dans les travaux en cours sur la nouvelle architecture du marché de l'électricité et de ses développements, le Groupe est particulièrement attentif au cadre qui permettra un développement coordonné des marchés de capacités nationaux ainsi qu'aux orientations qui pourraient contraindre le développement des réseaux de chaleur. Par ailleurs, le «*clean, competitive and connected mobility package*» publié le 8 novembre 2017 aura des impacts sur le développement de la mobilité durable à partir de solutions gaz (GNL, GNV, hydrogène) ;
- la mise en œuvre des règles communes pour le marché intérieur européen de l'électricité et du gaz (notamment les codes de réseau électricité et gaz) a pour objectif la finalisation d'un véritable marché intérieur de l'énergie. Ces évolutions pourraient nécessiter une adaptation des opérations du Groupe ;
- la Commission européenne a adopté en février 2013 une proposition de Directive du Conseil pour mettre en œuvre une taxe sur les transactions financières dont l'entrée en vigueur est subordonnée à l'achèvement des négociations en cours. Les modalités d'application et les exemptions, notamment les critères d'assimilation des entreprises à la catégorie d'entreprise financière, n'ont pas encore fait l'objet d'un accord entre les États membres qui participent à la coopération renforcée ;
- les lignes directrices pour les aides d'État à l'énergie et à l'environnement, publiées en 2014, impactent les activités du Groupe, notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (pour les intégrer progressivement au marché) ou à l'efficacité énergétique, le financement des infrastructures, les exemptions de taxes pour l'environnement et les exemptions de charges liées au financement des renouvelables (tarifs préférentiels pour les industriels), ainsi que les mécanismes de rémunération de capacités ;
- le *Brexit* n'a pas d'impact visible sur les activités du Groupe à ce stade. Les incertitudes sur l'évolution des discussions entre le gouvernement britannique et la Commission persistent dans un contexte marqué par le risque de perte de financement européen des projets énergétiques britanniques actuels et futurs (entre autres dans

le contexte de la sortie du Traité Euratom [1]) et par l'instauration éventuelle de barrières douanières ;

- en France, la régulation des stockages souterrains de gaz naturel est entrée en vigueur le 1er janvier 2018, à la suite de l'adoption le 30 décembre 2017 de la loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures.
- en Belgique, le gouvernement travaille à l'élaboration d'un «pacte énergétique» qui a pour objectif de définir les grandes orientations futures de la politique énergétique et de développement durable. Par sa position centrale dans les activités de production d'électricité et dans les activités de vente d'électricité et de gaz, le Groupe pourrait être exposé à moyen terme à de nouvelles réglementations qui définiraient par exemple le mix énergétique destiné à la production d'électricité à atteindre d'ici 2050 et/ou de nouvelles obligations imposées aux fournisseurs d'électricité et de gaz afin d'atteindre les objectifs du pacte énergétique. Ce pacte pourrait aussi offrir des opportunités au Groupe, y compris dans le domaine des services.

Dans les autres régions du monde :

- au Brésil, le Groupe est exposé à des changements de la régulation des marchés de l'électricité ;
- aux États-Unis, l'adoption le 2 août 2017 de la Loi CAATSA (*Countering America's Adversaries Through Sanctions Act*), qui permet des sanctions additionnelles envers l'Iran, la Corée du Nord et la Russie, vise, entre autres, l'exportation du gaz russe vers l'Europe et le projet Nord Stream II. Les entités et/ou personnes concernées par la loi pourraient être soumises à des sanctions notamment sur le sol des États-Unis ou dans des pays visés par l'embargo américain. Le Groupe mobilise tous les moyens d'influence dont il dispose pour réduire ce risque. Par ailleurs, l'évolution de la régulation du marché de l'énergie pourrait impacter les activités et le développement du Groupe dans cette zone ;
- au Mexique et dans la région Asie-Pacifique, la dérégulation des marchés de l'énergie ou l'évolution des tarifs pourraient remettre en cause le maintien ou le renouvellement de certains contrats de vente de l'électricité produite ou leur rentabilité et ainsi augmenter l'incertitude sur les résultats ;

Par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, le Groupe s'efforce d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact et formule des propositions auprès des décideurs. De plus, en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe diversifie partiellement les risques régulatoires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe.

2.2.2.3 Prix régulés, administrés ou réglementés

En France, une partie des ventes du Groupe est réalisée dans le cadre de tarifs administrés. Les lois et règlements français et la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la CRE pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures) peuvent affecter le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité du Groupe en cas de répercussion partielle des coûts d'approvisionnement, des coûts d'infrastructures et des coûts commerciaux dans les tarifs de vente de gaz naturel, de répercussion partielle des coûts dans les tarifs d'accès aux infrastructures gazières ou de vente d'électricité issue des énergies renouvelables.

En France également, l'ouverture du marché de l'électricité à d'autres fournisseurs que l'opérateur historique, au-delà de celle obtenue pour les très grands clients, est encore faible et peut être mise à risque par l'apparition de ciseaux tarifaires avec des tarifs réglementés qui subsistent et sont en concurrence avec les offres commerciales.

La décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 qui ouvre la voie à une fin des Tarifs Réglementés de Vente de gaz aux particuliers, sans mesure symétrique de suppression des Tarifs Réglementés de Vente d'électricité, pourrait pénaliser les parts de marché du Groupe en France.

Des mécanismes de contrôle des prix existent également dans d'autres pays, notamment en Belgique, en Italie, en Roumanie, au Brésil et au Mexique, pour les activités de production, de distribution et de vente d'énergie, avec des impacts potentiels sur les résultats du Groupe.

2.2.2.4 Responsabilité sociétale

L'exercice des activités du Groupe implique la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer des procédures longues et coûteuses. Le Groupe peut être confronté à l'opposition de la population locale ou d'associations lors de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements ou au motif de contestation des prix de l'énergie.

Le Groupe développe donc une large concertation en amont de ses projets, noue des partenariats avec la société civile et s'assure des retombées économiques positives de ses activités, en adéquation avec les attentes des communautés (voir Section 3.6 «Informations sociétales»).

La loi du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre élargit le périmètre des responsabilités légales du Groupe et donc les sujets potentiels de mise en cause en cas de manquement, avec un possible effet sur la réputation du Groupe (voir Section 4.5 «Plan de vigilance»).

2.2.2.5 Risque pays

Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz et en divers composants industriels dans un nombre croissant de pays. Le Groupe est, de fait, exposé à des risques incluant : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations. De plus, dans certains pays, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits par manque d'indépendance des tribunaux locaux en cas de conflit avec les États ou d'autres entités publiques locales.

La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation des risques pays. Des seuils d'attention par pays, ou groupe de pays, permettent de piloter l'exposition du Groupe. Le Groupe gère aussi ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantations en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue les risques. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible. Un suivi régulier des indicateurs économiques et non-économiques portant sur la corruption, les droits humains et les inégalités est réalisé par pays afin d'évaluer l'exposition du Groupe au risque pays.

(1) Traité instituant la Communauté européenne de l'énergie atomique.

2.2.3 Impact du climat

Les informations présentées dans cette section et dans la Section 3.5.4.1 «Le changement climatique» rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité.

À court terme, les phénomènes climatiques (variation de température, inondation, vent, sécheresse) ont un impact sur la production et sur la demande d'énergie. Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe.

Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique.

À plus long terme, le changement climatique pourrait avoir un impact plus large sur les activités du Groupe : modification des besoins régionaux ou saisonniers en énergie, obligation de réduction des émissions de CO_2éq, conflits d'usage de l'eau, préservation des puits naturels de carbone, etc.

Pour gérer ce risque, ENGIE agit à différents niveaux :

- le Groupe s'est fortement engagé dans la lutte contre le changement climatique, *via* l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une démarche d'adaptation. Le Groupe promeut la généralisation au niveau international de prix du carbone, afin d'accélérer la transition vers une société bas carbone tout en garantissant une équité de traitement pour l'ensemble des acteurs ;
- le Groupe s'est donné de nouveaux objectifs à l'horizon 2020, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 3.5 «Informations environnementales»). L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables et le développement d'offres de services constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Dans une vision à plus long terme, ENGIE a décidé fin 2017 de s'engager sur une trajectoire compatible avec l'objectif de limitation de la hausse des températures à 2 °C ;
- le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes (voir Section 3.5 «Informations environnementales») ;
- après avoir anticipé la mise en œuvre de l'article 173 de la loi de transition énergétique française quant à une plus grande transparence sur les risques climat, le Groupe a suivi les travaux de la TCFD (*Task force on Climate related Financial risks Disclosure*) et étudie la mise en œuvre de ses recommandations.

2.2.4 Risque de réputation

Le secteur de l'énergie fait l'objet de différents débats publics du fait de sa profonde mutation.

Le Groupe est exposé, directement ou indirectement, à des risques de réputation, notamment lorsque sont mises en cause les valeurs, l'éthique, l'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe.

En 2015, le Groupe a choisi de s'appeler ENGIE (ex-GDF SUEZ) dans le but de se donner une plus forte visibilité en relation avec son engagement dans la transition énergétique. La marque «ENGIE» (dénomination et logo) est déposée dans plus de cent pays. En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, elle fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe.

Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.3 «Risques opérationnels» et 2.4 «Risques industriels») et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation.

Le Groupe veille à assumer ses responsabilités environnementales et sociétales, avec notamment la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood en Australie fin mars 2017 et le traitement des activités nucléaires sans compromis en matière de sûreté.

2.3 Risques opérationnels

2.3.1 Achats - ventes

2.3.1.1 Achats-ventes de gaz naturel

Le Groupe a constitué un portefeuille d'achat composé en partie de contrats à long terme, dont certains comportent une clause de *take-or-pay* qui, dans certaines conditions, impose d'enlever des volumes minimaux sur une période.

En cas d'interruption majeure d'approvisionnement en gaz naturel (par exemple interruption des livraisons du gaz russe ou du transit en Ukraine) ou en GNL (par exemple en provenance du Yémen ou de l'Égypte), ou bien de difficulté à renouveler certains contrats à des conditions économiques favorables, le coût de remplacement de ce gaz, incluant le transport, pourrait être plus élevé et affecter les marges du Groupe. Afin de limiter ce risque, le Groupe dispose de nombreux instruments de flexibilité et de modulation (flexibilités des contrats à long terme, capacités de stockage et de regazéification, recours aux achats sur les places de marché) et d'un portefeuille diversifié.

Les prix des contrats d'achat à long terme (en partie indexés sur des indices de prix de produits pétroliers) peuvent être décorrélés des prix de vente ou des prix des places de marché du gaz. Cet écart peut avoir un impact significatif sur les résultats du Groupe. Les contrats à long terme incluent des clauses de révision de prix permettant d'ajuster l'équilibre économique entre le producteur et l'acheteur. La marge achat-vente du Groupe peut donc évoluer en fonction des révisions de prix des contrats de GNL ou de gaz gazeux et de l'état du marché du gaz en général.

Les négociations conduites ces dernières années ont permis d'intégrer des indices de marchés dans les contrats à long terme et/ou de réduire le différentiel entre les prix des contrats et ceux des places de marché. Elles ont également permis d'augmenter la fréquence des révisions de prix.

2.3.1.2 Achats-ventes d'électricité

Le Groupe est producteur d'électricité, notamment en Europe où la rentabilité de ses actifs est liée principalement aux prix des marchés de l'électricité. La conjoncture économique ou les décisions de certains États concernant le secteur électrique peuvent conduire à une volatilité des prix de l'électricité pouvant avoir des impacts sur les résultats du Groupe.

Le Groupe peut parfois être conduit à acheter de l'électricité pour fournir ses clients et pallier par exemple une indisponibilité temporaire de son parc. Ces achats sont optimisés mais pourraient générer un surcoût d'approvisionnement.

Le Groupe suit l'évolution de son exposition aux risques et prend les décisions adaptées (voir Section 2.5.1 «Risque de marché sur matières premières»).

2.3.1.3 Risques opérationnels liés aux achats-ventes d'énergie

Dans ses activités d'optimisation de portefeuille d'actifs physiques (centrales), de contrats à long terme et de clients, de même que dans la gestion des positions financières associées, le Groupe est exposé à des risques opérationnels, comme la fraude, l'erreur d'exécution, la défaillance des processus et des systèmes. Les opérations sont encadrées par une supervision adaptée et les risques sont pris en compte dans le cadre du programme de contrôle interne du Groupe «INCOME». De plus, un dispositif spécifique de supervision renforcée des risques opérationnels a été mis en place dans certaines entités du Groupe.

2.3.1.4 Risques achats et chaînes d'approvisionnement (hors énergie)

La raison d'être de la fonction Achats d'ENGIE est de lui permettre de développer son activité tout en maintenant l'écosystème de ses fournisseurs.

Plusieurs leviers sont activés pour atteindre les ambitions qui en découlent, dont la maîtrise des risques liés aux principaux fournisseurs (appelés fournisseurs «préférentiels»). Pour chaque catégorie d'achats gérée en transverse par un *Category Manager* Groupe, une analyse complète des risques est réalisée (techniques, industriels, financiers, éthiques, santé-sécurité, environnementaux, etc.) et les fournisseurs sont sélectionnés et qualifiés selon leur exposition à ces risques et au risque pays (des sites de production).

Plus globalement, les risques principaux de la chaîne Achats, qui font l'objet d'un pilotage au niveau du Groupe sont :

- les manquements opérationnels et contractuels de nos fournisseurs ;
- la perte de données sensibles du Groupe confiées à nos fournisseurs ;
- un manquement aux engagements d'Entreprise Socialement Responsable (ESR), en particulier sur les dimensions Santé Sécurité, Droits Humains et Environnement (qui contribuent au plan de prévention du devoir de vigilance) ;
- les retards de paiement par ENGIE des factures fournisseurs.

Enfin, dans les projets industriels, la gestion des risques couvre la chaîne Achats, les fournisseurs, et sous-traitants (voir Section 2.3.2.2 «Risques sur opérations de croissance organique et grands projets»).

2.3.2 Gestion des actifs et développements

2.3.2.1 Optimisation du portefeuille d'actifs et investissements

Pour son développement externe, notamment au moyen d'acquisitions, le Groupe pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital ou à avoir recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et des synergies escomptés. Des risques liés à l'évaluation de l'actif ou du passif ou à la non-atteinte des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions, engendrant des provisions pour dépréciation d'actifs. Le Groupe procède également à des cessions d'actifs pour lesquelles il peut être conduit à conserver certaines garanties de passif.

Les processus d'analyse, d'audit – notamment lors des *due diligences* – et de structuration des risques mis en œuvre par le Groupe lors des projets d'acquisition, visent à appréhender au mieux les incertitudes qui pèsent en pareil cas et à proposer des mécanismes de protection contre les risques identifiés. L'allocation des risques qui en résulte dépend de la qualité de l'information qui lui est transmise, limitée par l'encadrement juridique et réglementaire applicable en droit local des sociétés, et du résultat du processus de négociation.

2.3.2.2 Risques sur opérations de croissance organique et grands projets

Le Groupe assoit sa croissance sur différents grands projets de construction d'actifs industriels comme des infrastructures gazières, électriques, des barrages ou des centrales, dont il est le maître d'ouvrage. La rentabilité de ces actifs, dont la durée de vie atteint plusieurs dizaines d'années, dépend en particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de l'actif industriel, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel et des marchés d'énergie à moyen et long termes, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs.

Le Groupe est également responsable pour certains projets de la conception et de la construction d'installations. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il peut arriver que les délais de construction ne puissent pas être respectés et conduisent à des pénalités, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile, professionnelle ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.

Le Groupe a renforcé le suivi opérationnel et la supervision des projets et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets majeurs au niveau Groupe pour fournir les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives. Une politique en matière de supervision de la construction des projets et des méthodes communes de management des projets viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels. Par ailleurs, une formation centrée sur la gestion des risques dans les projets a été développée à destination de l'ensemble des chefs de projet et développeurs.

Enfin, la mise en œuvre de dispositifs de *contract management* permet de maîtriser une partie de ces risques, entre autres par des mécanismes d'indemnisation. La souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.3.2.3 Risques sur le développement nucléaire

Le Groupe s'est désengagé du projet NuGen de construction d'une centrale nucléaire au Royaume-Uni en vendant l'intégralité de sa participation à Toshiba. Il continue à apporter un soutien technique et commercial à Mitsubishi Heavy Industries (MHI) pour l'étude de faisabilité d'un projet en Turquie (technologie ATMEA1 de MHI-AREVA).

Le Groupe a établi des principes de gouvernance pour le développement, la construction, l'exploitation et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant et de prestataire de services. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services.

2.3.2.4 Risques liés aux partenariats et participations

Les partenariats et prises de participations minoritaires constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager les risques économiques et financiers propres à certains projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de mieux s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux (voir Note 3 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»). Le Groupe se protège autant que possible des risques résultant du contrôle conjoint ou de l'absence de contrôle par la signature de pactes d'actionnaires régissant la gouvernance et la remontée d'informations, et par le rôle de l'administrateur représentant le Groupe.

Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou même du contexte politique et économique local peut, le cas échéant, conduire à la rupture, à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.

Ces situations peuvent conduire le Groupe à aménager des dispositifs contractuels de résolution des blocages au sein de partenariats (*deadlock resolution*) ou, en cas de conflit avec le ou les partenaires, à rechercher des solutions devant les instances compétentes.

2.3.3 Risques juridiques

Le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses métiers et marchés. Ces risques découlent du cadre légal et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats, des achats de sociétés et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs (voir sections respectives de ce chapitre 2).

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est d'une part engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages et d'autre part fait l'objet d'enquêtes et procédures, dont les principaux sont décrits dans la Note 26 de la Section 6.2. «Comptes consolidés». À l'exception de ces procédures, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autres procédures gouvernementales, judiciaires ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle est menacée [1]) susceptibles d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité du Groupe.

2.3.4 Risques éthiques

Tout manquement aux principes éthiques du Groupe pourrait l'exposer à un risque de réputation et juridique (voir Note 26 de la Section 6.2. «Comptes consolidés»).

Des politiques et procédures d'éthique et de compliance sont développées pour éviter dans toute la mesure du possible la survenance de tels risques. La Direction Éthique et Compliance promeut leur mise en œuvre au sein du Groupe en s'appuyant sur le management et sur le réseau Éthique et Compliance. Elles concourent à la conformité aux nouvelles lois Sapin II et sur le Devoir de Vigilance.

Les risques éthiques sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques (voir Section 4.4 «Éthique et compliance»).

Par ailleurs, la politique sur l'analyse des risques éthiques liés aux projets d'investissement et aux grands contrats et le référentiel Droits Humains applicables à l'ensemble du Groupe demandent respectivement aux entités des analyses de risques corruption et droits humains pour tout nouveau projet.

2.3.5 Risques liés aux ressources humaines

La double révolution énergétique et digitale impacte fortement la stratégie, les activités, l'organisation du Groupe, les métiers, les emplois et par voie de conséquence, les compétences nécessaires aux activités du Groupe.

En réponse, ENGIE a lancé un plan de transformation ambitieux et rapide pour réinventer ses *business models*, nécessitant de développer de nouvelles activités et d'acquérir de nouvelles compétences, mais aussi de faire une «révolution» culturelle dans les activités existantes (davantage d'innovation, de digital, etc.).

Dans ce contexte, le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à disposer des compétences adaptées pour soutenir son développement et à fédérer les collaborateurs autour de son projet d'entreprise.

2.3.5.1 Compétences

Le développement de l'employabilité des collaborateurs est au cœur des priorités RH du Groupe.

Fort de l'Accord Social Européen signé le 8 avril 2016, ENGIE poursuit la mise en œuvre du dispositif d'accompagnement RH de la transformation autour de trois leviers clés :

- l'anticipation des besoins en compétences et le pilotage des évolutions des métiers du Groupe par la mise en place de la démarche prospective «*ENGIE Skills*» ;
- la mobilité des collaborateurs et la dynamisation du marché interne de l'emploi par la création de la structure «*ENGIE Mobility*» afin d'élargir les perspectives de carrière de toutes les populations tout en redéployant les ressources au plus près des besoins des clients ;
- la formation des collaborateurs et de leurs managers avec d'une part «ENGIE University», centre d'expertise du Groupe pour le développement et la formation des collaborateurs, et d'autre part «ENGIE Schools» qui fédère les écoles métiers des BUs afin notamment de développer les passerelles vers les métiers en croissance. L'accord du 8 avril 2016 prévoit le maintien sur 3 ans de l'enveloppe financière annuelle de 100 millions d'euros consacrés à la formation.

2.3.5.2 Adhésion des collaborateurs

L'ampleur et la rapidité de la transformation du Groupe nécessitent d'accompagner les managers et collaborateurs pour donner du sens et faire adhérer.

Pour la deuxième année consécutive, le Groupe a déployé en septembre 2017 l'enquête d'engagement «*ENGIE & Me*» afin de mesurer l'adhésion de ses collaborateurs et adapter son plan d'action.

Le Groupe promeut des comportements managériaux favorisant l'innovation et le développement des collaborateurs en déployant son nouvel «*ENGIE leadership model*» (voir Section 3.4.1.4 «Des politiques de développement ciblées») appuyé par un programme de formation «*co-leader*» destiné à ses 30 000 managers. Il est par ailleurs particulièrement attentif à la prévention des risques psychosociaux.

Par ailleurs, le Groupe a déployé le «*Leadership Deal*» auprès des cadres dirigeants des Comités de Direction des BUs et du Corporate. Il vise à ce que chacun s'engage de manière plus ambitieuse et ciblée pour avoir un impact concret sur le plan de transformation du Groupe et sur la performance durable.

Par une communication régulière sur l'innovation, les nouveaux *business models* ou les autres sujets liés à la transformation, le Groupe veille à renforcer l'adhésion interne et à favoriser l'échange avec les collaborateurs.

(1) Ce terme s'entend des enquêtes ou contrôles engagés.

2.3.6 Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine

2.3.6.1 Santé et sécurité au travail

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents mortels et de réduire les accidents du travail et les maladies professionnelles. La politique Groupe Santé-Sécurité a fait l'objet d'accords avec les fédérations syndicales au niveau européen puis mondial. Un nouveau plan d'action a été défini pour la période 2016-2020 (voir Section 3.4.6 «Politique de santé et sécurité»).

En 2017, un nouveau programme d'actions spécifiques «*No Life at Risk*» a été défini de façon à donner un nouvel élan aux politiques et pratiques déjà mises en œuvre. Ce programme, complémentaire aux actions de fond déjà engagées et poursuivies, vise à développer la culture sécurité, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres, en impliquant tous ceux qui travaillent pour le compte du Groupe.

2.3.6.2 Sûreté des personnes

L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs, intervenants ou commettants à des risques sanitaires et sécuritaires dont la menace justifie une organisation spécifique confiée à la Direction de la Sûreté qui a mis en place une «veille pays». Le Groupe est ainsi conduit à évaluer de façon permanente, partout où il opère, les risques liés au terrorisme, aux conflits armés, aux troubles politiques ou sociaux, à la criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, à la survenance de situations «non conventionnelles».

Les zones géographiques font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services de l'État mais aussi sur des prestataires spécialisés. En cas de survenance d'une situation particulière, la cellule de crise peut être mobilisée et mettre à la disposition des opérationnels des moyens exceptionnels à l'occasion, par exemple, d'une évacuation.

2.3.6.3 Protection du patrimoine matériel et immatériel

Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance. L'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement, peut également être exposée à ces mêmes actes de malveillance.

Pour lutter contre ce type de risques, le Groupe met en œuvre une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace réelle.

En matière de protection du patrimoine immatériel, le Groupe s'adapte en permanence, notamment contre les cyber-attaques, avec pour double objectif de traiter les incidents constatés et de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse d'informations sensibles. Un Comité de Sécurité de l'Information, regroupant l'ensemble des fonctions concernées sous l'autorité du Directeur Général Adjoint en charge du Digital et des Systèmes d'Information, coordonne et pilote les politiques de sécurité du Groupe, et en rend compte au Comex.

2.3.7 Risques liés aux systèmes d'information

L'introduction de nouvelles technologies, notamment la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux, exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Les attaques informatiques et les tentatives d'intrusion sont de plus en plus ciblées et l'œuvre de véritables spécialistes qui attaquent aussi bien l'entreprise que ses clients ou ses partenaires. Plus globalement, la défaillance des systèmes informatiques pourrait conduire à des pertes ou à des fuites d'informations, à des retards et/ou des surcoûts pouvant nuire aux activités ou à la réputation du Groupe.

En réponse, le Groupe adapte en permanence ses mesures de prévention et de sécurisation de l'ensemble de ses systèmes d'information et de ses données. Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par le Comité de Traitement des Incidents (CTI) placé sous l'autorité de la Direction de la Sûreté. En lien avec sa politique de contrôle interne et sa politique de sûreté, ces mesures de sécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents (suivi des alertes, supervision des infrastructures, etc.), de campagnes de tests (intrusion, *social engineering*, gestion de cyber-crises, etc.) ainsi que de campagnes de sensibilisation. Le Groupe investit également dans l'architecture de ses systèmes pour la rendre plus sûre et performante et un centre Opérationnel de Sécurité Groupe mondial (le GSOC) est opéré avec l'assistance de la société Thales. Par ailleurs, la sécurisation de l'accès aux plateformes «*cloud*» a été renforcée.

2.4 Risques industriels

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels importants, susceptibles de générer des dommages aux personnes et aux biens et de mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par le Groupe pour le compte de tiers (industriels, collectivités locales), ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs du Groupe. La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

2.4.1 Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, des installations d'exploration-production, des méthaniers, des installations de regazéification ou de liquéfaction de gaz, des installations de bio-méthanisation, des centrales de production d'électricité, des ouvrages hydrauliques ou effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type «Seveso seuil haut».

Les risques peuvent avoir pour origine, par exemple, des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, catastrophes naturelles). Les accidents industriels sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation.

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la Directive européenne dite «Seveso III [1]». La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre sur ces sites d'un système de management de la sécurité basé sur le principe de l'amélioration continue, qui vise à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle figure dans le programme de contrôle interne du Groupe. Le Groupe conduit ponctuellement des missions de contrôle et d'audit pour s'assurer de la mise en œuvre effective de ces dispositions.

Un plan d'actions particulier concernant la protection des systèmes de contrôle industriels, liés aux procédés industriels, est mis en œuvre et adapté à l'évolution de la menace. Il vise à prévenir les risques d'interruption d'activité ou d'accident dus à des cyber-attaques.

Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 «Couverture des risques et assurances»).

Un «Comité de Sécurité Industrielle Groupe» se réunit à un rythme semestriel, et autant que de besoin sur des sujets spécifiques, avec pour objectif principal de favoriser le partage inter-BUs et inter-Métiers des informations relatives aux risques et aux accidents ainsi que le partage des bonnes pratiques dans les diverses activités du Groupe.

2.4.2 Pollution du milieu environnant

Les installations que le Groupe possède ou gère pour le compte de tiers portent des risques d'atteinte au milieu naturel (l'air, l'eau, les sols, l'habitat et la biodiversité) et peuvent présenter des risques pour la santé des consommateurs, des riverains, des collaborateurs ou encore des sous-traitants. Ces risques sanitaires et environnementaux sont encadrés par des réglementations nationales et internationales strictes. Le non-respect de ces normes environnementales ou une défaillance peuvent avoir un impact négatif significatif sur l'image du Groupe, son activité, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives, et conduire à la mise en cause de sa responsabilité en tant que personne morale. Les montants provisionnés, assurés ou garantis, pourraient s'avérer insuffisants. Les plaintes et les condamnations liées à l'environnement sont reportées dans la Section 3.5.4.9 «Une prévention active des risques environnementaux».

Les risques sanitaires et environnementaux font l'objet de contrôles réguliers du Groupe, d'auditeurs externes et des pouvoirs publics, tant pour les sites en exploitation que pour les installations fermées, telles que les anciennes usines à gaz.

2.4.3 Centrales nucléaires en Belgique

Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite en Belgique sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, ces sites n'aient jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire, en particulier les opérateurs de conduite. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge), assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique, ainsi qu'à des contrôles indépendants réalisés par le département de sûreté nucléaire d'Electrabel qui dépend directement de son Directeur Général, indépendamment de la ligne hiérarchique qui gère les sites

(1) Directive 96/82/CE modifiée et abrogée par la Directive 2012/18/UE dite «Seveso III».

d'exploitation nucléaire. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 14001 et EMAS.

Ainsi Electrabel prend en compte les retours d'expérience des accidents ou incidents pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations. Electrabel poursuit le plan d'action BEST décidé suite à l'accident de Fukushima en 2011 notamment face à des catastrophes naturelles plus sévères et à des risques de cyber-attaques. La mise en conformité avec les normes sismiques recommandées par l'Association des régulateurs nucléaires européens qui pourrait être transcrite en droit belge, pourrait entraîner des investissements complémentaires et obérer les résultats d'Electrabel. Suite à un sabotage en 2014 sur une turbine de la centrale de Doel, Electrabel a renforcé son plan d'action existant afin de diminuer plus généralement le risque de menace interne sur ses sites nucléaires. En 2015, Electrabel a mis en place un plan d'action «Rigueur et Responsabilité» destiné à renforcer la culture de sûreté sur ses sites nucléaires suite à la rédaction d'un procès-verbal par l'AFCN le 3 août 2015, constatant la baisse du niveau de culture de sûreté au sein de la centrale de Tihange. Ce plan a été renforcé à la suite d'un deuxième procès-verbal de l'AFCN en juin 2016, entre autres par la nomination de nouveaux responsables. Ce plan renforcé, nommé CORE (*COmmon REsponsibility*), concerne tant les fonctions centrales que les 2 sites nucléaires. De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge.

Fin novembre 2015, l'AFCN a autorisé le redémarrage des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 après avoir évalué positivement le dossier avec l'assistance d'*Oak Ridge National Laboratory*(ORNL-USA). Ces deux réacteurs avaient été arrêtés suite à la détection dans la paroi des cuves de défauts dus à l'hydrogène dont l'origine remonte à la fabrication des cuves. Ces deux unités ont été remises en exploitation fin 2015. Une inspection après un an de fonctionnement a montré que les défauts dans les parois dans la cuve de Doel 3 n'ont pas subi de changement. La cuve de Tihange 2 a été réexaminée lors de l'arrêt de tranche en avril 2017. Aucune évolution dans les défauts n'a été constatée. L'AFCN a maintenu en 2017 ses conclusions.

Le gouvernement belge a décidé de rendre possible une poursuite de la production d'électricité à partir des centrales de Doel 1 et 2 au-delà de 40 ans. La confirmation de cette décision a été votée au Parlement belge fin juin 2015 et l'AFCN a approuvé, dans le cadre de la 4e révision décennale, la poursuite de l'exploitation jusqu'à 50 ans en décembre 2015, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui s'étendra jusqu'en 2019. Des recours en justice introduits par des organisations environnementales contre l'État belge auprès de la Cour Constitutionnelle quant à l'absence d'analyse d'impact environnemental et de consultation du public dans le cadre de l'adoption de la loi votée en juin 2015 sont toujours en cours avec un risque d'annulation éventuelle de cette loi (Voir la Section 1.2.1 de la note «Contentieux et enquêtes»).

Le dernier volet de la convention signée par ENGIE avec le gouvernement belge (celui relatif à la taxation nucléaire) a finalement été consolidé par une loi votée fin 2016. Par ailleurs, la prolongation de 10 ans au-delà de 2015 de Tihange 1 est effective depuis le 1er octobre 2015 avec un programme des travaux associés qui s'étendra jusqu'en 2019 (voir Note 8 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»). Electrabel échange avec les autorités belges sur les perspectives du nucléaire post 2025.

L'exploitation des centrales nucléaires est encadrée notamment par des autorisations de rejets radioactifs. Dans ce cadre, le Groupe réduit autant que possible ses rejets d'effluents liquides et gazeux radioactifs, tout en maîtrisant le volume des déchets de faible et moyenne activités. En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles Enrichies (ONDRAF). Suite à la découverte, en 2013, d'un gel à la surface des fûts de déchets de moyenne activité (originaires de la centrale de Doel et entreposés chez Belgoprocess), les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles complémentaires par l'ONDRAF sur les sites de Doel et de Tihange. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées. Plusieurs campagnes d'essais sont en cours pour répondre à toutes les exigences de l'ONDRAF et récupérer des accréditations. Des progrès ont été enregistrés dans le processus de récupération des accréditations pour deux catégories de déchets mais plusieurs constats restent à résoudre avec l'ONDRAF pour les autres catégories. La situation en matière de capacité de stockage et de disponibilité des installations de traitement des déchets reste complexe. Des solutions transitoires ont dû être développées pour accroître les capacités de stockage sur les 2 sites de production.

L'ONDRAF propose comme politique nationale, un stockage en couches géologiques profondes et non un entreprosage de longue durée pour les déchets de haute activité et/ou de longue durée. Le choix d'un site définitif n'interviendra qu'à l'issue d'un processus décisionnel, incluant plusieurs étapes intermédiaires comme le choix de la roche hôte ou la fixation des modalités de réversibilité, de récupérabilité et de monitoring. Cette propostion de politique nationale doit encore être approuvée par le Gouvernement. Les assemblages de combustibles usés sont actuellement entreposés sur les sites de production d'électricité dans l'attente de retraitement ou de stockage géologique. Deux scénarios sont aujourd'hui envisagés pour leur gestion, soit le retraitement d'une partie du combustible usé et son évacuation directe en couches géologiques profondes pour le solde , soit l'évacuation en couches géologiques profondes pour l'ensemble du combustible. Il appartient à Synatom de proposer une solution susceptible d'être approuvée par le Gouvernement belge. Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés et au démantèlement des installations font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 18.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

2.4.4 Exploration-production d'hydrocarbures

L'exploration et la production d'hydrocarbures sont des activités soumises à des risques significatifs tels que les risques géologiques et les risques d'accidents industriels.

Les risques géologiques sont liés aux difficultés de l'investigation du sous-sol, aux caractéristiques physiques des champs pétroliers ou gaziers et à celles des hydrocarbures. En effet, les estimations des réserves découvertes doivent être suffisantes et bénéficier d'une analyse économique positive pour que les réserves soient exploitées. En cours de production, les réserves peuvent s'avérer inférieures aux prévisions et compromettre l'économie de leur exploitation.

Les risques d'accidents industriels sont liés aux fuites d'hydrocarbures, incendies, explosions et pertes de contrôle d'un puits.

Afin de réduire l'impact de ces risques, le Groupe :

- conduit ses activités en partageant les risques dans le cadre de consortiums dans lesquels il peut être opérateur ou simplement partenaire. Dans toute la mesure du possible, le Groupe s'associe avec des sociétés reconnues pour leurs compétences, leurs règles et leur haut niveau d'implication en matière de sécurité et de prévention des accidents ;
- réalise ses opérations selon les règles d'un système de management de la sécurité (voir aussi Section 2.4.1) inspiré par les normes internationales ISO 14001 et OHSAS 18001 et en prenant en compte les bonnes pratiques de l'industrie E&P, et notamment celles de l'*International Association of Oil and Gas Producers* (IOGP) ;
- fait évaluer ses réserves d'hydrocarbures régulièrement par un tiers indépendant ;
- assure ses installations contre les dommages aux ouvrages, les pertes de production et les actions en responsabilité civile, y compris la pollution conformément aux pratiques de cette industrie.

L'exposition du Groupe est réduite par la cession d'une partie de son activité E&P offshore notamment.

2.5 Risques financiers

2.5.1 Risque de marché sur matières premières

Le Groupe est principalement exposé à 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 (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité, le charbon, le pétrole et les produits pétroliers, d'autres combustibles, le CO_2 et d'autres produits verts (voir Section 6.1.1.2 «Perspectives»).

À l'exception des activités de *trading*, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des *EBITDA at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de *trading* et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des *stress tests* (voir Note 16.1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»).

Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché et de contrepartie reposant sur (i) le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques, (ii) un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques et du suivi de l'exposition consolidée, (iii) le suivi de mandats de risques de marché et de contrepartie, et (iv) une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie prépondérante des activités de production d'électricité, hors Europe, est sécurisée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA), souvent avec des collectivités publiques, dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier des combustibles, sont transférées en *pass-through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix des combustibles, même si, dans certains contrats, le transfert est imparfait.

Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

2.5.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques).

L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), ou des actifs (perte de placements financiers).

Les risques sont gérés au travers de contrats cadres avec des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de *netting*, appels de marge, ou *via* l'utilisation d'instruments de couverture dédiés. Les activités opérationnelles peuvent en outre donner lieu à des prépaiements et à des procédures de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

2.5.3 Risque de change

Le Groupe est exposé au risque de change, défini comme l'impact sur le bilan et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ce risque se décline en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, (iii) un risque translationnel lié à la valeur patrimoniale des actifs hors zone Euro, et (iv) un risque lié à la consolidation en euros des comptes des filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro. Les trois expositions principales aux risques translationnels et de consolidation correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres Sterling.

Pour une analyse de sensibilité au risque de change, voir la Note 16.1.3.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

Dans le cadre de la politique de risque de change du Groupe, le risque transactionnel récurrent fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain. Lors de l'instruction des dossiers d'investissement, le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas. Enfin, le risque translationnel fait l'objet de stratégies de couverture partielle, sous réserve d'un coût de couverture raisonnable et d'une liquidité suffisante du marché au regard du risque de dépréciation de la devise.

2.5.4 Risque de taux d'intérêt

Le Groupe est exposé aux variations de taux d'intérêt. L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement tout en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat. Pour ce faire, le Groupe recherche une répartition équilibrée entre la dette nette à taux fixe, à taux variable et à taux variable protégé («taux variable *capé*»), cette répartition pouvant évoluer dans les limites définies par le management en fonction du contexte de marché.

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières ainsi que l'analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt sont disponibles respectivement Note 16.1.4.1 et Note 16.1.4.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

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. Gérées de manière centralisée, les positions de taux sont revues périodiquement et lors de toute nouvelle levée de financement. Cette gestion fait l'objet d'un mandat de risque, toute modification substantielle de la structure de taux faisant l'objet d'une approbation préalable de la Direction Financière.

2.5.5 Risque de liquidité

La liquidité repose sur le renouvellement régulier des divers outils de financement dont dispose le Groupe tels les lignes de crédit, les financements obligataires ou tout autre outil de financement, afin de s'assurer de leur disponibilité et de leur suffisance par rapport aux besoins de financement. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. La Note 15.2.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» explicite la répartition des différentes formes de financement utilisées.

ENGIE centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées du Groupe, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long termes. La centralisation est assurée *via* les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que *via* les véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique et au Luxembourg.

2.5.6 Risque de dépréciation

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser (voir Note 1.3.1.2 de la Section 6.2 « Comptes consolidés »).

2.5.7 Risque sur actions

Le Groupe détient au 31 décembre 2017 un ensemble de participations non consolidées dans des sociétés cotées (voir Note 15.1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés») dont la valeur fluctue en fonction de la tendance des marchés boursiers mondiaux et/ou de la situation des sociétés considérées.

Par ailleurs, le Groupe détient des participations consolidées par mise en équivalence dans des sociétés cotées, dont SUEZ (voir Note 3 en Section 6.2 « Comptes consolidés »), pour lesquelles une baisse importante ou prolongée du cours en dessous de la valeur au bilan est un indice de perte de valeur.

2.5.8 Risque fiscal

Compte tenu de leurs contraintes budgétaires croissantes et de pressions médiatiques, les États introduisent de plus en plus systématiquement des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et subjectif, et donnent à leurs services de contrôle des pouvoirs renforcés d'investigation, ce qui crée un climat d'insécurité fiscale qui peut avoir un impact sur les résultats du Groupe. De même, les interventions croissantes de la Commission européenne en matière tant d'aides d'État (notamment la remise en cause d'accords préalables émis par les administrations pourtant conçus pour confirmer le traitement fiscal complexe de certaines transactions, et partant, pour apporter de la sécurité juridique aux entreprises) que de projets de Directives dans le domaine de la lutte contre l'optimisation fiscale (cf. ATAD [1]) et de l'harmonisation européenne (cf. ACCIS [2]) créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents (voir Note 26 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»).

2.5.9 Risque sur le financement des pensions de retraite

Une part significative des engagements de retraite et des actifs affectés à ces plans est concentrée en France et en Belgique. Les autres régimes de retraite à prestations définies concernent principalement la zone Europe, le Brésil et l'Australie.

Au cours des dernières années, le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies. Parmi les régimes à prestations définies encore ouverts subsiste notamment, en France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) qui est un régime légal.

La Note 19 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» précise les éléments évalués et comptabilisés.

Le calcul des engagements est estimé par des méthodes actuarielles utilisant des méthodologies, hypothèses et modèles pour l'évaluation des passifs ou la détermination des allocations d'actifs et des risques associés qui peuvent avoir un impact significatif sur les niveaux de couverture et les besoins de financement.

En France, les engagements du périmètre IEG sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs de retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite.

Les niveaux de couverture et les besoins de financement des plans de retraite du Groupe varient en fonction de la performance des marchés financiers et des allocations d'actifs retenues, du niveau des taux d'intérêt et d'inflation ainsi que de l'évolution des cadres juridiques et réglementaires applicables.

Concernant certains plans, hors périmètre IEG, ENGIE pourrait être amené à financer partiellement ou totalement toute différence entre la valeur de marché des actifs et les niveaux de couverture prévus, ou toute insuffisance de rendement des actifs au regard de taux moyens minimums garantis.

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive.

(2) ACCIS : Assiette Commune Consolidée pour l'Impôt des Sociétés.

3

Informations sociales, environnementales et sociétales

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 62

3.2 Modèle d'affaires 62

3.3 Analyse des risques 63

3.4 Informations sociales 63

3.4.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines 63

3.4.2 L'attraction et le recrutement des talents 64

3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire 64

3.4.4 Épargne salariale et actionnariat salarié 66

3.4.5 Relations sociales 67

3.4.6 Politique de santé et sécurité 67

3.4.7 Données sociales 68

3.5 Informations environnementales 88

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 88

3.5.2 Le management environnemental 88

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 89

3.5.4 Les actions du Groupe 91

3.6 Informations sociétales 97

3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires 97

3.6.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 97

3.6.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité 98

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 99

3.8 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion 100

3.9 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 103

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au réchauffement climatique.

L'urgence de réduire l'impact environnemental se traduit par la nécessité de mettre en action un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre. L'ambition du Groupe est de faire de l'énergie et des services une source de progrès et de développement harmonieux grâce à une énergie accessible au plus grand nombre, plus sûre, mieux consommée, plus respectueuse de l'homme et de son environnement.

La politique RSE du Groupe, remise à jour en 2017 et disponible sur le site internet du Groupe, établit les priorités et les engagements du Groupe pour rassembler les compétences de tous, créer de la valeur partagée et contribuer à l'atteinte des Objectifs du Développement Durable définis par l'ONU.

Son ambition est d'accompagner le Groupe à ouvrir de nouvelles voies en plaçant l'environnement au cœur de son action, en donnant du sens à son action, en promouvant une autre manière de consommer et en agissant en communauté responsable.

La Direction de la RSE s'appuie sur un réseau de Chief Sustainable Officers par BU afin de déployer cette politique déclinée en objectifs RSE et de piloter au quotidien cette thématique.

Concomitamment au lancement de la nouvelle politique, un réseau interne d'ambassadeurs RSE mondial a été lancé afin de mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets.

Le Groupe publie chaque année lors de son Assemblée Générale, un rapport intégré rendant compte de sa performance globale en matière financière, environnementale, sociale et sociétale.

Ce rapport, disponible sur le site internet du Groupe, est discuté en amont avec des parties prenantes majeures du Groupe. Ce rapport comporte notamment une matrice de matérialité indiquant les enjeux principaux du Groupe selon le Groupe et selon ses parties prenantes.

La Direction de la RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs dont investisseurs socialement responsables, clients,...) et organise des panels afin de travailler sur la durabilité d'offres, de projets et de services en lien avec les opérationnels du Groupe.

3.2 Modèle d'affaires

L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final.

Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des situations et des ressources locales. ENGIE s'implique pour sensibiliser et co-construire avec ses parties prenantes la transition énergétique.

Le Groupe se mobilise pour placer les clients au cœur de son modèle économique, passant du statut historique de fournisseur d'énergie à celui de fournisseur de solutions intégrées et plus largement de services innovants dans les domaines du confort et de la gestion/production d'énergie.

Dans le monde de l'énergie en pleine mutation, le Groupe a mis en place un plan de transformation sur trois ans (2016-2018).

Le Groupe a décidé de concentrer ses nouveaux développements sur trois moteurs de croissance : les activités peu émettrices de CO2, les solutions intégrées pour ses clients et les activités non exposées aux prix des commodités.

Le Groupe s'est notamment fixé comme objectifs que d'ici fin 2018, les activités peu émettrices de CO2 représenteront plus de 90% de son EBITDA et que la contribution des solutions pour les clients à l'EBITDA augmentera de plus de +50%. Ces objectifs financiers sont détaillés à la Section 1.1.4 «Priorités stratégiques».

Pour aligner son modèle d'affaires aux enjeux environnementaux, sociaux et sociétaux ambitieux, le Groupe s'est fixé en 2016 six objectifs RSE à horizon 2020.

Les résultats à fin 2017 de ces indicateurs sont détaillés à la Section 1.2.2 «Indicateurs RSE». Par ailleurs, afin de s'assurer du caractère durable de ses investissements, une matrice d'une dizaine de critères RSE est analysée pour les dossiers d'investissements.

La Direction de la RSE contribue à la prise en compte des aspects environnementaux et sociétaux dans les offres et projets du Groupe en lien avec les BU et les Métiers.

Le Groupe souhaite répondre utilement aux problématiques sociétales et co-construire ses offres et ses projets avec ses parties prenantes pour maximiser la création de valeur globale.

Du fait de son leadership et de ses expertises, le Groupe joue un rôle sur des sujets sociétaux comme l'accès à l'énergie, le développement des renouvelables, la consommation durable, la mixité ou la précarité.

3.3 Analyse des risques

Les principaux risques extra-financiers liés à l'activité, aux produits et aux relations d'affaires sont présentés dans la Section 2 «Facteurs de risque».

Conformément à la loi du 27 mars 2017, ENGIE a défini un plan de vigilance pour les risques liés aux Droit Humains au sens large, comprenant aussi les aspects Santé-Sécurité, Achats responsables et Environnement. Ce plan de vigilance couvre l'ensemble des activités d'ENGIE et de ses filiales contrôlées dans le monde entier ainsi que celles de ses principaux fournisseurs. Ce plan de vigilance est présenté à la Section 4.6 «Plan de vigilance».

La Direction de la RSE suit les controverses environnementales et sociétales, en rend compte régulièrement au management et au Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Elle est en lien avec les ONG pour dialoguer sur ces sujets et pilote des formations de « stakeholder engagment » afin de réduire leur occurrence dans le futur.

3.4 Informations sociales

La révolution du monde de l'énergie et les choix stratégiques d'ENGIE impactent fortement les besoins en compétences du Groupe. Elle induit une transformation en profondeur de la culture du Groupe, notamment dans ses aspects RH.

En 2017, ENGIE a orienté ses actions autour de 3 axes prioritaires :

- développer les talents pour adapter les compétences aux besoins actuels et futurs ;
- favoriser l'engagement de chaque collaborateur, et contribuer à l'émergence d'un Groupe mobilisé et fédéré par une ambition commune ;
- challenger les politiques, process et pratiques RH pour accroître l'efficacité du Groupe et créer les conditions propices au changement.

Toutes les actions RH sont également attentives à deux dimensions transverses : l'engagement du Groupe au service de la santé-sécurité de tous, et sa volonté de marquer ses actions et comportements d'une empreinte sociale.

3.4.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines

En 2017, ENGIE a déployé un nouveau dispositif RH pour adapter les compétences aux enjeux actuels et futurs du Groupe avec pour ambition d'accélérer l'orientation vers les métiers en croissance et organiser le transfert interne des compétences, favoriser la mobilité et donner la possibilité aux collaborateurs d'évoluer dans le Groupe, et créer un réseau propice au transfert et au partage des métiers.

3.4.1.1 La gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir

Pour préparer les collaborateurs aux enjeux de demain, le dispositif *ENGIE Skills* a été poursuivi en 2017. Il comprend cinq actions prioritaires :

- accélérer l'orientation vers les métiers d'avenir ;
- organiser le transfert interne des compétences ;
- créer une filière technique ;
- organiser le pilotage des compétences externes ;
- développer la posture entrepreneuriale des collaborateurs.

3.4.1.2 La mobilité interne au service de la transformation du Groupe

Le dispositif ENGIE Mobility, créé en 2016 pour favoriser les mobilités internes, a été déployé tout au long de l'année 2017 dans le Groupe : neuf entités ont été conseillées dans leur projet de transformation ; 500 collaborateurs ont bénéficié de son appui dans leur projet de mobilité ; plus de 70 rencontres ou événements (tels que des forums emplois) ont été organisés autour de la mobilité en région.

3.4.1.3 La formation pour développer les compétences et l'employabilité des collaborateurs

Pour relever les défis de la transition énergétique, le Groupe a réaffirmé son engagement pour développer les compétences métiers des collaborateurs et managers en créant un réseau des Écoles Métiers (21 dans le Groupe).

En 2017, ENGIE University a accéléré le déploiement des programmes sur le leadership, la révolution énergétique, l'orientation client et le digital auprès des dirigeants et des «Talents». Un campus éphémère a été lancé regroupant en un seul et même lieu 20 formations différentes. 1 000 stagiaires y ont participé avec un taux de satisfaction de 95%.

Le Groupe a poursuivi l'acculturation des collaborateurs et managers au Digital. Près de 15 000 collaborateurs ont participé à la *«learning cruise»* proposée durant l'été 2017.

SynerFORM, outil d'optimisation et de mutualisation du *learning* en France, a accueilli environ 7 000 collaborateurs en 2017.

Dans un contexte de changement individuel et de transformation collective, la DRH Groupe a conçu toute une palette de solutions pour répondre aux besoins des collaborateurs : coaching, mentoring, formation, développement de l'entrepreneuriat, soutien financier, dispositifs de congés de fin de carrière etc.

Ainsi, 67,7% des salariés d'ENGIE ont suivi une formation en 2017.

3.4.1.4 Des politiques de développement ciblées

En 2017, le Groupe a développé de nouvelles manières de gérer les talents pour :

- mieux intégrer les compétences nouvelles requises par l'organisation d'ENGIE, la décentralisation du management, l'internationalisation et les enjeux de diversité du Groupe ;
- renforcer le développement des leaders à tous les niveaux du Groupe ;
- décentraliser la gestion des emplois et des Talents dans les BUs.

Un nouveau *Leadership Model*, en lien avec la stratégie du Groupe et sa transformation, a été déployé auprès des managers. La formation *ad hoc Co.Leader* a déjà été suivie par 10 500 managers en 2017.

Afin de proposer un développement adapté aux cadres dirigeants, experts ou managers, ENGIE déploie des politiques ciblées à travers :

- le *coaching* et le *mentoring* : 500 binômes ont été mis en place en 3 ans ;
- un accompagnement de carrière personnalisé pour les cadres dirigeants et une sensibilisation aux technologies numériques à travers le *Digital Reverse Mentoring* ;
- les programmes de développement basés sur des *feed-back 360°*, c'est-à-dire des évaluations à la fois par la hiérarchie, les pairs et les subordonnés.

Fin 2017, le Groupe compte 510 cadres dirigeants, dont 23% de femmes (pour 21% fin 2016). Depuis le début de l'année, 38,5% des nouveaux cadres dirigeants nommés sont des femmes.

D'autre part, la politique de rémunération *Leadership Deal* et la méthodologie de pesée des postes ont également été redéfinies.

3.4.1.5 La transversalité et l'innovation RH au service de la performance du Groupe

La réussite du Groupe passe par la mise en place de nouveaux modes de travail et de management, davantage transverses et décloisonnés, à tous les niveaux du management.

La DRH s'appuie sur les nouvelles technologies et la digitalisation des outils pour faciliter l'émergence d'une culture commune et accroître la performance. Parmi les initiatives déployées, on peut souligner :

- la simplification des processus RH à travers *OneHR*, le système informatique de gestion des ressources humaines commun pour partager et faciliter l'analyse des informations au service du développement des collaborateurs ;
- la transparence et la valorisation d'objectifs communs comme par exemple *ENGIE Goals*, une application dédiée au ENGIE 50 et Comités de direction des BUs pour suivre et partager leurs objectifs individuels et collectifs ;
- le programme *«No life at Risk»*, déployé de manière transverse au sein du Groupe dans le domaine Santé & Sécurité ;
- le développement des espaces de travail dynamiques pour favoriser la transversalité et le travail en équipe ;
- la reconduction de l'enquête d'engagement *ENGIE&Me* auprès des salariés du Groupe dont le taux de participation de 50% est en progression de 14 points par rapport à 2016.

3.4.2 L'attraction et le recrutement des talents

En 2017, le Groupe a conforté, auprès des jeunes et des influenceurs, son image de Groupe international, au service du monde énergétique de demain, renouvelable, décarboné et digital.

La plateforme *Matching Energy*, qui permet de découvrir les personnalités du Groupe, s'est enrichie et compte désormais plus de 90 ambassadeurs du Groupe.

Plus de 50 événements, mêlant des communautés internes et externes pour réfléchir sur des thématiques en lien avec le nouveau monde de l'énergie, ont été créés (interventions de cadres dirigeants sur les campus, *brainstorming* entre les experts ENGIE et des chercheurs des Mines et de Sciences Po, formations auprès de Juniors Entreprises, etc.).

La participation et la promotion d'ENGIE au sein d'opérations emblématiques ont été poursuivies comme «Paris Pionnières» (incubation de 3 collaboratrices dans un programme d'entrepreneuriat, promotion des sciences chez les filles à travers *«Science factor»*, opération de *crowdfunding* avec les Arts & Métiers pour stimuler l'innovation, etc.

3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire (1)

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement. La RSE d'ENGIE s'organise autour de 4 axes majeurs : diversité, insertion, solidarité et lien social, bien vivre au travail. L'innovation sociale s'inscrit comme un axe transverse à l'ensemble des thématiques.

Diversité

La politique diversité d'ENGIE a été reconnue par l'obtention du renouvellement du label Diversité en octobre 2017, pour une durée de quatre ans, pour l'ensemble des activités de production et de services du Groupe en France. Par ailleurs, ENGIE est partenaire fondateur de la

(1) Pour une vision complète de la politique de Responsabilité Sociale du Groupe, voir également la Section 3.6 «Informations sociétales».

chaire Management et Diversité de l'université Paris-Dauphine et membre fondateur de la Fondation Égalité Mixité sous l'égide de FACE. ENGIE a édité en 2017 un guide à destination de la Filière RH et des managers intitulé «Comment diagnostiquer une situation de discrimination supposée ? Comment y répondre ?», élaboré en collaboration avec la filière Éthique. Enfin, ENGIE a signé la Charte LGBT de l'Autre Cercle le 6 décembre 2017 afin de lutter contre la discrimination fondée sur l'orientation sexuelle.

Égalité professionnelle et mixité

En interne, l'égalité salariale entre les femmes et les hommes est l'un des points clés sur lequel le Groupe est engagé en complément de l'atteinte de l'objectif chiffré : 25% de femmes dans l'effectif du Groupe à horizon 2020. À fin 2017, le Groupe compte 22,2% de femmes. En externe, pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics afin de les familiariser aux métiers techniques du Groupe *via* des programmes de partenariat comme «Elles Bougent» et «*Girls day and Boys day*» en Belgique et aux Pays-Bas.

Enfin, le 22 novembre 2017, un accord relatif à l'égalité professionnelle dans le Groupe a été signé (voir Section 3.4.5.2 ci-après).

Jeunes, Seniors et Intergénérationnel

L'employabilité, en particulier celle des jeunes, est prioritaire avec un objectif, en France, de 5% d'alternants à l'effectif et un taux de transformation de 50% à l'issue de la formation pour les métiers techniques. Avec un nombre de jeunes concernés en augmentation en 2017 (4 452), l'alternance occupe une place privilégiée au sein du Groupe qui souhaite en faire une voie d'excellence pour mener à l'emploi à travers un parcours de formation de qualité. ENGIE poursuit en 2017 ses actions d'intégration à la plateforme d'échanges interentreprises «Engagement Jeunes» dédiée aux alternants en recherche d'un 1er emploi et l'expérimentation Erasmus Pro pour favoriser la mobilité de longue durée des alternants (Label AJE, Association Jeunesse et Entreprises depuis fin 2015). En 2017, ENGIE a poursuivi son action en faveur de l'employabilité des jeunes en Europe par le renouvellement de son adhésion au *Pact For Youth* et à l'*Alliance For Youth* (1er mouvement privé paneuropéen regroupant 200 entreprises).

La transmission des savoirs et des compétences est également favorisée par l'aménagement des périodes de fin de carrière et l'incitation à la formation des plus jeunes *via* des programmes de tutorat tels que «Les maîtres de l'énergie», ainsi que des programmes de *mentoring* et de *reverse mentoring*, c'est-à-dire l'accompagnement individualisé de collaborateurs par d'autres collaborateurs, soit plus seniors, soit plus experts sur un domaine précis.

Diversité religieuse

Parmi les 27 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance supposée ou non à une religion. ENGIE s'engage à ce qu'aucun salarié ou candidat ne soit traité de façon défavorable en raison de ses convictions religieuses. Afin d'accompagner les managers sur cette thématique, le Groupe a édité en 2015 des repères sur «la diversité religieuse dans l'entreprise».

Handicap

Le Groupe mène des actions en faveur du recrutement, de la professionnalisation, du développement et du maintien dans l'emploi des personnes en situation de handicap. Il s'est doté depuis plusieurs années d'un réseau handicap favorisant les échanges, la montée en compétences des missions handicap sur les territoires et le développement d'actions communes d'envergure.

En 2017, des actions de sensibilisation ont été menées dans les différentes entités du Groupe, notamment avec la production par la BU BtoB d'un document, en avril 2017 intitulé «La diversité – Notre ambition, nos engagements». INEO a conçu une plaquette «Dis-moi tout sur le handicap» éditée par la mission PHARE et COFELY, une plaquette sur le handicap : «Handicap... ou pas CAP d'en parler», qui explique comment faire reconnaître son handicap, à qui en parler ainsi que les accompagnements possibles.

En 2017, le taux d'emploi global d'ENGIE en France est de 4,61%, et le taux d'emploi direct de 4%, en progression. ENGIE en France emploie au global plus de 2 700 salariés en situation de handicap, avec une progression de 33% en cinq ans.

Des *sourcings* spécialisés sont réalisés, en France, par ENGIE pour identifier les profils en situation de handicap ayant les compétences utiles au Groupe (campagnes *Handy'recruteurs*). Les achats au secteur adapté et protégé représentent 7,9 millions d'euros (hors taxe), en progression de 46% en cinq ans.

En 2017, ENGIE SA a conduit de nombreuses actions notamment en matière d'achat responsable et de cotraitance. Des négociations sont réouvertes pour la conclusion d'un accord de trois ans 2018-2020.

Insertion, accompagnement vers l'emploi et solidarité

Le Groupe est engagé en faveur de l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion *via* :

- le parrainage, destiné à de jeunes étudiants talentueux issus de quartiers défavorisés (bourses d'études, en post-bac ou infra-bac, accompagnés par des collaborateurs engagés du Groupe) ;
- l'aide à la création d'emploi *via* la Fondation Agir Pour l'Emploi (FAPE) d'ENGIE (sous l'égide de la Fondation de France) et dont les ressources proviennent des dons des salariés et retraités du Groupe abondés à 100% par leurs entreprises. Depuis sa création en 2013, la FAPE (France et Belgique) a versé plus de 1,1 million d'euros de subventions en faveur de 93 projets œuvrant pour l'accès à l'emploi, la création d'activités et l'insertion des publics les plus fragiles sur l'ensemble du territoire ;
- le Groupe a reconduit le programme «Parcours Emploi Mobilité Sport» (PEMS). Ce programme aide les jeunes de 18 à 25 ans, issus des quartiers prioritaires de la politique de la ville, à intégrer un contrat en alternance ;
- le Groupe a renouvelé son engagement auprès du ministère de la Ville, de la Jeunesse et des Sports en signant un avenant à la Charte «Entreprises & Quartiers» pour le développement économique et social des quartiers populaires.

Qualité de vie au travail

Avec 11 millions de personnes en France – dont 50% en activité – accompagnant un proche dépendant ou en situation de handicap, la situation d'aidant est devenue un sujet de société avec un impact sur l'entreprise. Afin de répondre à cette problématique, ENGIE a développé depuis 2016, vers les salariés du Groupe en France, l'aide aux aidants. Un service d'information, d'accompagnement, de conseils et d'assistance concentre toutes les réponses attendues par l'aidant. Il s'inscrit dans la politique Qualité de Vie au travail (QVT) du Groupe. Il est également proposé aux BUs de compléter cette offre par les dispositifs développés par les organismes de prévoyance existants.

ENGIE soutient l'Observatoire Social International (OSI) et les travaux de ses délégations internationales en Europe, en Chine, en Amérique du Sud et en Afrique.

LGBT

Dans le cadre de ses actions en faveur de la Diversité, de lutte contre les discriminations, ENGIE a signé, le 6 décembre 2017, la Charte d'Engagement LGBT de l'Autre Cercle. Cet événement témoigne de l'engagement du Groupe à être en phase avec les évolutions sociétales et de son souhait d'être le reflet de l'ensemble des clients qu'il sert.

3.4.4 Épargne salariale et actionnariat salarié

3.4.4.1 Politique d'épargne salariale Groupe

Ces dispositifs sont accessibles aux salariés des sociétés consolidées par intégration globale ou sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement par ENGIE S.A.

Plans Épargne

En France : depuis fin 2009, les salariés des sociétés du groupe ENGIE en France [1] peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG) regroupant les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée.

Hors de France : des dispositions sont également en place dans certains pays pour permettre aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

Plans Épargne Retraite

En France : depuis 2010, chaque salarié du Groupe peut se constituer, à son rythme, une épargne en vue de la retraite en effectuant des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO) Groupe ENGIE.

Hors de France : des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite *via* un apport volontaire dans des conditions favorables.

Épargne Solidaire

En France : le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible complète la gamme des supports de placement du PEG et du PERCO depuis le début de l'année 2012 et permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

3.4.4.2 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et participation pour le Groupe.

Au niveau de la société ENGIE S.A, un accord d'intéressement pour la période 2017-2019 a été signé le 26 juin 2017 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Le montant versé en 2017 au titre de l'intéressement 2016 est de 19 092 774 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2015 conduit à l'absence de versement en 2017.

3.4.4.3 Actionnariat salarié

À fin 2017, les salariés détenaient 2,68% du capital, dont 1,99% détenus au travers de Fonds Communs de Placement d'Entreprise (FCPE). Conformément à l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les Conseils de Surveillance desdits FCPE exercent les droits de vote attachés aux titres inscrits à leur actif et décident, le cas échéant, d'apporter ces titres aux offres publiques d'achat ou d'échange.

Les Conseils de surveillance des FCPE sont composés des représentants de porteurs de parts et, pour moitié au plus, des représentants de l'entreprise désignés selon les modalités prévues aux règlements des FCPE. Si le Conseil de surveillance est composé de manière égalitaire, son président, obligatoirement choisi parmi les représentants des porteurs de parts, a une voix prépondérante.

(1) Sociétés consolidées par intégration globale (hors GRTgaz) et sociétés dont la majorité du capital est détenue directement ou indirectement par ENGIE SA.

3.4.5 Relations sociales

3.4.5.1 Instances sociales Groupe

Les instances représentatives sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel.

Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Composé de 42 membres titulaires représentant les 134 513 salariés répartis en Europe, le CEE a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de treize membres représentant huit pays se réunit une fois tous les deux mois.

En 2017, quatre réunions plénières du CEE se sont tenues, complétées de huit réunions du secrétariat du CEE et de trois réunions de groupes de travail stratégie et études.

Le Comité de Groupe France

Cette instance qui représente plus de 72 500 salariés en France, est composée de 30 membres titulaires. En 2017, deux réunions se sont tenues.

3.4.5.2 Accords collectifs Groupe

Le 22 novembre 2017, Isabelle Kocher et trois fédérations syndicales européennes *Industri All Europe*, EPSU et FETBB ont signé un accord européen sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes. Cet accord à durée indéterminée réaffirme, par la prolongation de l'accord de 2012 que la promotion de l'égalité des chances, de l'égalité de traitement et de la diversité des salariés est un impératif pour le Groupe.

Par ailleurs, ENGIE demeure fidèle aux engagements pris dans le cadre de l'accord mondial sur les droits fondamentaux, le dialogue social et le développement durable signé en 2010. Le renouvellement du label diversité en 2017 en France (obtenu en 2014) et la signature de la Charte sur le Handicap de l'OIT (Organisation Internationale du Travail) en 2016 sont deux éléments tangibles de l'engagement du Groupe en la matière.

3

3.4.6 Politique de santé et sécurité

3.4.6.1 Résultats

Après plusieurs années d'amélioration continue, les résultats en matière de fréquence et gravité d'accidents des salariés du Groupe ont poursuivi leur progression en 2017, avec au niveau des accidents de travail :

- un taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés du Groupe de 3,3, en dessous de l'objectif maximum retenu (TF < 3,6 fin 2017) sur un périmètre élargi depuis le 1er janvier 2016 par rapport aux années précédentes et incluant toutes les activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière. Ce résultat, à périmètre comparable, est en diminution de 60% par rapport à 2008 et de 8% par rapport à 2016 ;
- un taux de gravité de 0,20, en légère dégradation par rapport à l'année dernière (0,18).

Le nombre d'accidents mortels de travail (salariés Groupe, intérimaires et sous-traitants), sur ce périmètre de management opérationnel, a diminué par rapport à 2016 avec un total de 6 contre 13 en 2016. En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles est passé de 122 en 2015, 100 en 2016 à 76 en 2017.

3.4.6.2 Objectifs fixés et actions de progrès engagées

Les objectifs pour la période 2016-2020 portent principalement sur l'élimination des accidents graves et mortels, avec notamment l'identification et le traitement des événements à forte gravité potentielle, la maîtrise des risques industriels, la réduction de l'accidentologie de travail, la réduction de l'absentéisme pour raison médicale, le développement de la culture et de l'engagement santé-sécurité des salariés, des managers et également des sous-traitants.

Ces axes de progrès et leurs impacts sur les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et industrielle sont suivis par le Conseil d'Administration, le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable et le Comex ; le suivi de l'Accord Groupe Santé Sécurité, signé en 2010, est assuré par un comité spécifique intégrant les représentants du personnel.

Chaque trimestre, les résultats santé-sécurité font l'objet d'un courrier spécifique du Directeur Général à l'attention des cadres dirigeants, soulignant les réussites ainsi que les axes de progrès à travailler. Ces informations sont également portées à la connaissance de l'ensemble des salariés au travers des différents supports de communication santé sécurité du Groupe par les filières santé-sécurité et RH. En 2017, l'ensemble des analyses des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex et au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

Le dispositif de management

Les principes fondamentaux de la politique santé-sécurité du Groupe ont été définis dans des accords de Groupe signés par le Président-Directeur Général et par l'ensemble des représentants des salariés, d'une part dans l'accord européen santé-sécurité au travail du 23 février 2010, et d'autre part, dans l'accord mondial sur la santé et la sécurité au travail du 13 mai 2014.

Les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Santé-Sécurité Groupe. Dans le cadre de son plan d'actions pour éradiquer les accidents mortels, le Groupe a défini 9 «Règles Qui Sauvent», qui constituent la dernière barrière avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres n'ont pas fonctionné. La volonté ferme du Groupe d'éradiquer les accidents mortels, l'a conduit à réviser la Règle Groupe sur la santé-sécurité dans les projets et acquisitions et celle sur les relations entre donneur d'ordre et contractant. Par ailleurs, l'Observatoire des sous-traitants mis en place en 2016, a poursuivi ses travaux visant à identifier, tester et mettre en œuvre les leviers d'action les plus efficaces pour atteindre les objectifs que le Groupe s'est fixé dans le domaine.

En 2017, un nouveau programme d'actions pour renforcer la culture sécurité de chacun, portant notamment sur la prévention des accidents graves et mortels, intitulé «*No Life at Risk*» a été lancé. Ce programme a pour objectif d'impulser un nouvel élan dans la mise en œuvre des politiques et pratiques santé-sécurité.

Des audits réguliers ont été conduits par la Direction Santé et Sécurité Groupe sur le système de management de la santé-sécurité d'entités, par la Direction des audits sur des thématiques spécifiques, et par la Direction des Assurances sur les risques d'incendie et de bris de machines pouvant impacter nos actifs industriels.

En 2017, le Groupe a mis en place une pratique complémentaire pour s'assurer de la bonne mise en œuvre des politiques et des règles Groupe et du partage des meilleures pratiques sous la forme de «*Safety Inspections*». Celles-ci permettent d'examiner en profondeur un aspect particulier du management de la santé-sécurité mis en œuvre par les BUs, filiales et entités.

En ligne avec le processus ERM, le niveau de maîtrise des risques santé-sécurité a fait l'objet d'une nouvelle évaluation à la fois par les opérationnels et par la Direction Santé-Sécurité du Groupe.

Des points périodiques et des revues annuelles ont été réalisés avec chaque BU afin d'apprécier l'efficacité des actions mises en œuvre et, notamment en 2017, pour évaluer leur capacité à identifier et traiter les événements à forte gravité potentielle «HIPO» dans le cadre du plan zéro accident mortel.

L'intégration des enjeux santé-sécurité dans l'appréciation des résultats a été renforcée.

Formation

Des investissements importants en matière de formation ont été réalisés en 2017 : 32% du nombre total des heures de formation ont été consacrés à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement (QSE) et près de 1 300 managers ont bénéficié de la formation Groupe en matière de leadership en santé-sécurité mise en œuvre par la Direction Santé et Sécurité Groupe en lien avec ENGIE University, soit de l'ordre de 20% d'augmentation par rapport à 2016.

Une plateforme pédagogique digitale a été mise en place pour l'ensemble des collaborateurs pour développer et partager une culture de sécurité commune, permettant aux managers ayant suivi la formation *Leadership* en santé-sécurité d'approfondir leurs connaissances.

Un module spécifique de sensibilisation d'une demi-journée au *Leadership* en santé-sécurité pour les membres des CODIR des BUs et entités du Groupe a été élaboré. Ce module est déployé dans les 24 BUs ainsi qu'au niveau du Corporate du Groupe.

Sensibilisation et partage de pratiques

Différents dispositifs sont utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité de chaque collaborateur du Groupe et en faire des acteurs engagés de leur santé, leur sécurité et celles des autres.

Les deux temps forts dans l'année sont en avril lors de la journée mondiale santé-sécurité au travail et à l'occasion de la semaine européenne de la santé-sécurité. La campagne de communication spécifique annuelle du Groupe en matière de santé-sécurité a porté en 2017 sur une pratique fondamentale à mettre en œuvre par chaque salarié et chaque sous-traitant du Groupe, à savoir sur la nécessité absolue d'interrompre le travail si les conditions de sécurité ne sont pas réunies. D'autres campagnes de sensibilisation ont été déployées par les BUs et les filiales, en fonction des risques les plus importants induits par leurs activités.

L'animation de la filière santé-sécurité a fait largement appel aux vecteurs numériques : alimentation d'un *SharePoint*, espace de partage commun, et d'une chaîne vidéo santé-sécurité ; organisation de *webinars* mensuels thématiques et de partage du REX des accidents mortels. Une *Newsletter* hebdomadaire, *Prevention News*, reprenant l'essentiel des échanges avec les 24 BUs a été adressée à l'ensemble de la filière santé-sécurité. Ce document permet de partager à la maille du Groupe, l'ensemble des accidents, situations dangereuses significatives et événements de forte gravité potentielle remontés par les BUs.

Pour finir, le Groupe favorise également le travail en réseau pour l'échange de solutions concrètes, au travers de clubs d'expertises ou de communautés de pratiques et de groupes d'échange thématiques intégrés à *Yammer*, le réseau social du Groupe.

3.4.6.3 Dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales, dans le cadre notamment des accords Groupe santé-sécurité s'est poursuivi en 2017 tant au niveau du Groupe, avec les instances mondiales et avec les instances européennes, qu'au niveau local et des métiers. Des comités dédiés au suivi des différents accords collectifs conclus au niveau du Groupe se sont réunis en 2017 pour suivre la mise en place des engagements.

3.4.7 Données sociales

3.4.7.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux

1 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting* Social Groupe (RSG). Ils sont définis dans un référentiel commun au Groupe (consultable sur demande).

La collecte, le traitement et la restitution des données saisies par les entités juridiques locales, filiales du Groupe ENGIE, sont réalisés dans le progiciel de consolidation financière Magnitude conformément au périmètre financier IFRS.

Les indicateurs publiés dans ce rapport concernent les sociétés dont le contrôle en capital et en management est détenu par ENGIE, soit celles consolidées en intégration globale.

Les indicateurs sociaux sont intégrés à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital.

2 Périmètre de restitution

Un taux de restitution, fonction de l'effectif couvert, est attaché à chaque indicateur. En effet, certaines données manquantes ou incohérentes sont exclues de la restitution.

La BU Afrique est reportée pour la première fois et uniquement pour les données relatives à l'effectif et aux flux.

Les données de la BU GTT ont été exclues. L'effectif reporté au 31/12/N est celui de 2016.

Enfin, concernant la BU UK, les données de la société Keepmoat relatent les événements qui sont intervenus sur le dernier trimestre de 2017 uniquement.

3 Méthodes de consolidation

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères clairement définis.

Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

4 Contrôle interne

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle et par chaque BU, avant de l'être au niveau de la DRH Groupe.

5 Loi Grenelle 2

Les informations sociales en application de l'article R. 225-105 du Code de commerce sont précisées dans les Sections 3.1 et 3.2, une table de correspondance avec les sections du présent Document de Référence figure en annexe B. Le tableau des indicateurs fait également référence aux informations demandées dans le décret d'application.

6 Précisions sur certains indicateurs

a) Emploi

Les données Groupe regroupent celles des 25 BUs, regroupées en 10 secteurs opérationnels.

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/agents de Maîtrise (TSM).

À noter que la Belgique ne déclare pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel), car contractuellement les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une certaine sous-estimation de cette catégorie.

La notion de «Cadre» reste parfois difficile à appréhender hors France, ce qui peut conduire à une légère sous-estimation, quelques entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

b) Mouvements de personnel

À compter de 2017, les indicateurs de cette section sont calculés sur la base du périmètre courant, soit les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N.

L'indicateur licenciement ne comprend pas les ruptures conventionnelles.

c) Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. Nous ne considérons pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

d) Développement professionnel

Les indicateurs relatifs à la formation professionnelle ne prennent pas en compte le *e-learning*.

Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

e) Organisation du temps de travail

Le travail du personnel au sein des sociétés du Groupe est organisé dans le cadre des durées de travail légales, variables d'une législation nationale à une autre.

L'indicateur jours d'absence par personne est calculé selon la convention groupe de huit heures de travail par jour.

f) Rémunérations

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché et qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun.

L'indicateur sur les rémunérations retenu est le ratio du salaire brut moyen des Ouvriers, Employés et Techniciens (OET) rapporté au salaire minimum légal par pays. Il permet d'apprécier le niveau relatif des salaires moyens des OET à temps plein du pays.

Le salaire brut moyen est obtenu en rapportant le salaire brut annuel à l'effectif moyen mensuel en équivalent temps plein (ETP).

Le taux de restitution dépend principalement de l'existence et de la disponibilité d'un salaire minimum légal. Globalement, il est proche de 80%. À noter que le ratio n'est pas calculé pour la Belgique qui n'a pas déclaré d'OET. Les données relatives au salaire minimum légal 2017 sont issues d'Eurostat.

En complément, l'évolution des charges de personnel se trouve dans la Section 6.4.4 «Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices».

3.4.7.2 Tableau des indicateurs sociaux

	Loi Grenelle 2	GRI	Groupe 2017	Groupe 2016	Groupe 2015	E&P 2017	E&P 2016	E&P 2015
EMPLOI								
Effectif total ■■	**1.A**	**LA1**	**155 128**	**153 090**	**154 935**	**1 426**	**1 702**	**1 860**
répartition par zone géographique ■■	**1.A**	**LA1**						
France	1.A	LA1	72 589	72 651	73 951	172	278	331
Belgique	1.A	LA1	16 658	16 697	16 950	0		
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	45 266	43 946	44 517	1 212	1 379	1 485
Total Europe	1.A	LA1	134 513	133 294	135 418	1 384	1 657	1 816
Amérique du Nord	1.A	LA1	4 903	4 350	4 150	0		
Amérique du Sud	1.A	LA1	6 147	6 256	6 590	0		
Asie – Moyen Orient – Océanie	1.A	LA1	8 858	8 813	8 668	9	10	11
Afrique	1.A	LA1	707	377	109	33	35	33
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
répartition par CSP	**1.A**	**LA1**						
Cadres ■■	1.A	LA1	37 191	35 587	36 245	489	608	657
Non-cadres ■■	1.A	LA1	117 937	117 503	118 690	937	1 094	1 203
% Cadres	1.A		24,0%	23,2%	23,4%	34,3%	35,7%	35,3%
% Non-cadres	1.A		76,0%	76,8%	76,6%	65,7%	64,3%	64,7%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
répartition par type de contrat	**1.A**	**LA1**						
CDI ■■	1.A	LA1	93,3%	93,4%	93,6%	98,2%	97,2%	96,2%
Autres ■■	1.A	LA1	6,7%	6,6%	6,4%	1,8%	2,8%	3,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI ■■	**1.A**	**LA1**						
moins de 25 ans	1.A	LA1	3,1%	3,1%	3,3%	0,3%	0,4%	0,8%
25-29 ans	1.A	LA1	9,5%	9,7%	10,1%	3,9%	5,4%	6,2%
30-34 ans	1.A	LA1	13,5%	13,7%	13,8%	10,1%	10,6%	12,6%
35-39 ans	1.A	LA1	14,6%	14,3%	14,0%	13,3%	15,1%	14,4%
40-44 ans	1.A	LA1	13,5%	13,6%	13,8%	14,3%	14,4%	15,4%
45-49 ans	1.A	LA1	14,7%	14,6%	14,6%	15,8%	14,9%	13,5%
50-54 ans	1.A	LA1	14,2%	14,1%	14,1%	15,5%	13,9%	12,9%
55-59 ans	1.A	LA1	11,5%	11,4%	11,2%	14,9%	15,0%	14,9%
60-64 ans	1.A	LA1	4,6%	4,6%	4,4%	10,6%	9,9%	8,6%
65 ans et +	1.A	LA1	0,9%	0,9%	0,8%	1,1%	0,6%	0,6%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**1.F**	**LA13**	**34 378**	**33 529**	**33 529**	**305**	**394**	**457**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES								
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**1.F**	**LA13**	**22,2%**	**21,9%**	**21,6%**	**21,4%**	**23,2%**	**24,6%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**1.F**	**LA13**	**22,9%**	**22,8%**	**22,0%**	**22,3%**	**22,5%**	**23,7%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**1.F**	**LA1**	**2,9%**	**2,8%**	**2,6%**	**0,8%**	**1,4%**	**1,3%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

Groupe hors E&P			Amérique du Nord		
2017	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
153 702	**151 388**	**153 075**	**3 770**	**3 635**	**3 402**
72 417	72 373	73 620	0		
16 658	16 697	16 950	0		
44 054	42 567	43 032	0	61	
133 129	131 637	133 602	0	61	0
4 903	4 350	4 150	3 770	3 574	3 402
6 147	6 256	6 590	0		
8 849	8 803	8 657	0		
674	342	76	0		
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
36 702	34 979	35 588	893	1 050	919
117 000	116 409	117 487	2 877	2 585	2 483
23,9%	23,1%	23,2%	23,7%	28,9%	27,0%
76,1%	76,9%	76,8%	76,3%	71,1%	73,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
93,2%	93,4%	93,5%	99,2%	90,3%	96,0%
6,8%	6,6%	6,5%	0,8%	9,7%	4,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3,1%	3,2%	3,4%	5,6%	4,1%	4,2%
9,5%	9,8%	10,1%	13,4%	11,7%	10,7%
13,5%	13,7%	13,8%	14,6%	14,0%	12,7%
14,6%	14,3%	14,0%	14,7%	14,9%	14,9%
13,5%	13,6%	13,7%	12,5%	13,8%	13,4%
14,6%	14,6%	14,6%	11,9%	12,2%	12,6%
14,1%	14,1%	14,1%	10,8%	11,0%	12,6%
11,5%	11,3%	11,2%	9,2%	10,6%	10,7%
4,6%	4,5%	4,3%	5,2%	5,8%	6,0%
0,9%	0,9%	0,8%	2,1%	2,0%	2,4%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
34 073	**33 135**	**33 072**	**1 256**	**1 192**	**1 153**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
22,2%	**21,9%**	**21,6%**	**33,3%**	**32,8%**	**33,9%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
22,9%	**22,8%**	**21,9%**	**30,8%**	**32,6%**	**30,3%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2,9%	**2,8%**	**2,6%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

			Groupe			E&P		
			2017	2016	2015	2017	2016	2015
Proportion de salariés handicapés	**1.F**		**2,0%**	**2,1%**	**2,1%**	**1,9%**	**1,8%**	**1,8%**
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	**1.F**		**15,7%**	**17,6%**	**18,0%**	**22,7%**	**0,0%**	**5,1%**
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	**1.F**		**14,3%**	**12,6%**	**12,1%**	**13,6%**	**14,3%**	**11,0%**
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI								
Nombre d'embauches en CDI	**1.A**	**LA2**	**14 339**	**12 058**	**10 974**	**22**	**14**	**137**
Nombre d'embauches en CDD	**1.A**	**LA2**	**9 499**	**9 190**	**7 713**	**9**	**17**	**27**
Taux d'embauche	**1.A**	**LA2**	**15,6%**	**14,0%**	**12,4%**	**2,0%**	**1,8%**	**8,8%**
% de restitution			99,07%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	**1.A**	**LA2**	**60,2%**	**56,7%**	**58,7%**	**71,0%**	**45,2%**	**83,5%**
% de restitution			99,07%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements	**1.A**		**4 204**	**3 866**	**3 342**	**5**	**12**	**4**
% de restitution			99,07%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	**1.A**	**LA2**	**8,4%**	**7,8%**	**7,1%**	**7,3%**	**4,3%**	**2,5%**
% de restitution			99,07%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	**1.A**	**LA2**	**4,8%**	**4,4%**	**4,1%**	**1,9%**	**1,1%**	**1,7%**
% de restitution			99,07%	100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL								
Pourcentage d'effectif formé ■■	**1.E**	**LA10**	**67,7%**	**65,6%**	**64,0%**	**61,0%**	**57,9%**	**70,5%**
% de restitution			97,57%	97,88%	97,43%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	**1.E**	**LA10**	**17,6%**	**16,8%**	**16,7%**	**23,6%**	**16,8%**	**23,3%**
% de restitution			97,57%	97,88%	97,43%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de cadres et de Non-cadres dans l'effectif formé	**1.E**	**LA10**						
Cadres	1.E	LA10	24,6%	22,8%	24,0%	41,3%	24,0%	34,5%
Non-cadres	1.E	LA10	75,4%	77,2%	76,0%	58,7%	76,0%	65,5%
% de restitution			97,57%	97,88%	97,43%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre total d'heures de formation	**1.E**	**LA10**	**3 082 644**	**3 039 026**	**2 971 607**	**24 648**	**33 129**	**51 863**
% de restitution			97,57%	97,88%	97,39%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	**1.E**	**LA10**						
Technique des métiers			45,2%	44,2%	44,3%	26,8%	23,3%	41,6%
Qualité, environnement, sécurité			31,7%	30,2%	30,3%	55,9%	59,0%	25,2%
Langues			2,9%	3,4%	4,1%	1,1%	5,6%	10,1%
Management et développement personnel			13,0%	13,8%	12,8%	2,6%	3,0%	11,1%
Autres			7,1%	8,5%	8,5%	13,7%	9,1%	12,1%
% de restitution			97,57%	97,88%	97,39%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par personne formée	**1.E**	**LA10**	**30**	**31**	**31**	**26**	**32**	**40**
% de restitution			97,57%	97,88%	96,76%	100,00%	100,00%	80,72%
Nombre d'heures de formation par femme formée	**1.F**	**LA10**	**27**	**28**	**27**	**21**	**28**	**38**
% de restitution			97,57%	97,88%	97,39%	100,00%	100,00%	100,00%
Dépenses de formation par heure de formation (€)	**1.E**	**LA10**	**34**	**33**	**36**	**107**	**34**	**53**
% de restitution			97,57%	97,86%	96,76%	100,00%	100,00%	80,72%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

Groupe hors E&P			Amérique du Nord		
2017	2016	2015	2017	2016	2015
2,0%	**2,1%**	**2,1%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,6%**
15,7%	**17,7%**	**18,1%**	**10,2%**	**14,1%**	**16,1%**
14,3%	**12,6%**	**12,1%**	**23,8%**	**17,1%**	**17,7%**
14 317	**12 044**	**10 837**	**886**	**680**	**572**
9 490	**9 173**	**7 686**	**31**	**356**	**154**
15,7%	**14,1%**	**12,4%**	**40,3%**	**28,7%**	**21,0%**
99,07%	100,00%	99,41%	61,59%	100,00%	100,00%
60,1%	**56,8%**	**58,5%**	**96,6%**	**65,6%**	**78,8%**
99,07%	100,00%	99,41%	61,59%	100,00%	100,00%
4 199	**3 854**	**3 338**	**572**	**189**	**213**
99,07%	100,00%	99,41%	61,59%	100,00%	100,00%
8,4%	**7,9%**	**7,2%**	**21,0%**	**19,3%**	**17,6%**
99,07%	100,00%	99,41%	61,59%	100,00%	100,00%
4,8%	**4,5%**	**4,1%**	**8,5%**	**13,6%**	**11,4%**
99,07%	100,00%	99,41%	61,59%	100,00%	100,00%
67,8%	**65,7%**	**63,9%**	**98,4%**	**53,4%**	**68,6%**
97,54%	97,86%	97,40%	17,95%	28,77%	19,97%
17,6%	**16,8%**	**16,6%**	**5,5%**	**25,7%**	**14,8%**
97,54%	97,86%	97,40%	17,95%	28,77%	19,97%
24,5%	22,8%	23,8%	7,7%	22,4%	13,9%
75,5%	77,2%	76,2%	92,3%	77,6%	86,1%
97,54%	97,86%	97,40%	17,95%	28,77%	19,97%
3 057 996	**3 005 897**	**2 919 744**	**10 541**	**9 797**	**7 457**
97,54%	97,86%	97,36%	17,95%	28,77%	19,97%
45,4%	44,4%	44,3%	50,1%	12,3%	16,0%
31,5%	29,9%	30,4%	39,0%	21,1%	31,9%
2,9%	3,3%	4,0%	0,0%	2,8%	0,0%
13,1%	13,9%	12,9%	2,8%	3,8%	8,6%
7,1%	8,5%	8,5%	8,0%	60,1%	43,5%
97,54%	97,86%	97,36%	17,95%	28,77%	19,97%
31	**31**	**31**	**16**	**17**	**16**
97,54%	97,86%	97,36%	17,95%	28,77%	19,97%
27	**28**	**26**	**29**	**13**	**20**
97,54%	97,86%	97,36%	17,95%	28,97%	19,97%
33	**33**	**35**	**12**	**31**	**37**
97,54%	97,84%	96,95%	17,95%	27,83%	19,97%

			Groupe			E&P		
			2017	2016	2015	2017	2016	2015
Dépenses de formation par personne formée (€)	1.E	LA10	**1 036**	**1 000**	**1 093**	**2 800**	**1 083**	**2 100**
% de restitution			97,57%	97,86%	96,76%	100,00%	100,00%	80,72%
CONDITIONS DE TRAVAIL								
Jours d'absence par personne	1.B	LA7	**12**	**12**	**12**	**17**	**12**	**12**
% de restitution			98,32%	99,06%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	1.B	LA7	**3,0%**	**3,2%**	**3,0%**	**1,9%**	**1,6%**	**1,8%**
% de restitution			98,62%	99,95%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			**1**	**4**	**4**	**0**	**0**	**0**
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Taux de fréquence			**3,30**	**3,55**	**3,6**	**1,12**	**0,35**	**0,67**
% de restitution			99,08%	100%		100%	100%	
Taux de gravité (selon référentiel français)			**0,20**	**0,18**	**0,17**	**0,02**	**0,00**	**0,07**
% de restitution			99,08%	90%		100%	100%	
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			**0,13**	**0,13**	**0,11**	**0,02**	**0,00**	**0,05**
% de restitution			99,08%	100%		100%	100%	
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			**76**	**100**	**122**	**0**	**0**	**0**
% de restitution			89%	100%	100%	100%	100%	100%

RÉMUNÉRATIONS	1.A							
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	**Salaire minimum légal annuel 2017 en €**		**2017**	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
France	17 763		NS	NS	NS			
Belgique	18 751							
Espagne	9 908							
Pays-Bas	18 619					4,92	4,42	4,60
Royaume-Uni	16 763							
Luxembourg	23 983							
Roumanie	3 822							
Pologne	5 679							
République tchèque	5 039							
Hongrie	4 952							
Slovaquie	5 220							
Portugal	7 798							
Grèce	8 205							
Allemagne	17 976					3,31	3,37	
Turquie	5 315							
États-Unis	13 214							
% de restitution						80,37%	81,43%	80,34%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

Groupe hors E&P			Amérique du Nord		
2017	2016	2015	2017	2016	2015
1 019	**999**	**1 080**	**199**	**542**	**575**
97,54%	97,84%	96,95%	17,95%	27,83%	19,97%
12	**12**	**12**	**6**	**7**	**5**
98,30%	99,05%	100,00%	48,92%	62,76%	100,00%
3,0%	**3,2%**	**3,1%**	**4,4%**	**4,6%**	**5,0%**
98,61%	99,95%	100,00%	61,59%	100,00%	100,00%
1	**4**	**4**	**0**	**0**	**1**
100%	100%	100%	100%	100%	
3,32	**3,50**	**3,60**	**0,69**	**1,70**	**2,97**
100%	100%	100%	65%	100%	
0,21	**0,19**	**0,17**	**0,08**	**0,09**	**0,24**
100%	100%	100%	65%	100%	
0,13	**0,13**	**0,11**	**0,01**	**0,04**	**0,14**
100%	100%	100%	65%	100%	
76	**100**	**122**	**2**	**1**	**7**
100%	100%	100%	100%	100%	100%
2017	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
NS	NS	NS			
				1,44	
			2,39	4,55	4,55
			2,43%	1,86%	68,78%

			Amérique Latine			Afrique/Asie		
	Loi Grenelle 2	GRI	2017	2016	2015	2017	2016	2015
EMPLOI								
Effectif total ■■	1.A	LA1	6 446	6 413	6 570	6 510	6 166	5 957
répartition par zone géographique ■■	**1.A**	**LA1**						
France	1.A	LA1	0			14		
Belgique	1.A	LA1	0			0		
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	0			0		
Total Europe	1.A	LA1	0	0	0	14	0	0
Amérique du Nord	1.A	LA1	844	740	723	0		
Amérique du Sud	1.A	LA1	5 602	5 673	5 847	0		
Asie – Moyen Orient – Océanie	1.A	LA1	0			6 187	6 166	5 957
Afrique	1.A	LA1	0			309		
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	**1.A**	**LA1**						
Cadres ■■	1.A	LA1	1 016	973	1 202	1 335	1 152	1 163
Non-cadres ■■	1.A	LA1	5 430	5 440	5 368	5 175	5 014	4 794
% Cadres	1.A		15,8%	15,2%	18,3%	20,5%	18,7%	19,5%
% Non-cadres	1.A		84,2%	84,8%	81,7%	79,5%	81,3%	80,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	**1.A**	**LA1**						
CDI ■■	1.A	LA1	92,6%	94,3%	92,5%	87,2%	88,3%	89,0%
Autres ■■	1.A	LA1	7,4%	5,7%	7,5%	12,8%	11,7%	11,0%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI ■■	**1.A**	**LA1**						
moins de 25 ans	1.A	LA1	4,4%	6,2%	6,4%	3,5%	4,4%	4,0%
25-29 ans	1.A	LA1	14,5%	14,8%	14,3%	14,6%	14,2%	14,2%
30-34 ans	1.A	LA1	18,3%	17,9%	16,9%	18,5%	16,4%	15,5%
35-39 ans	1.A	LA1	18,3%	18,0%	19,6%	16,2%	15,3%	15,4%
40-44 ans	1.A	LA1	14,2%	13,6%	12,4%	14,6%	14,8%	16,6%
45-49 ans	1.A	LA1	11,0%	10,4%	10,8%	13,3%	12,9%	13,4%
50-54 ans	1.A	LA1	9,5%	9,5%	9,3%	8,9%	10,2%	10,1%
55-59 ans	1.A	LA1	5,7%	5,6%	6,0%	6,8%	7,4%	7,6%
60-64 ans	1.A	LA1	3,3%	3,0%	3,2%	3,0%	3,7%	2,7%
65 ans et +	1.A	LA1	0,8%	1,0%	1,2%	0,6%	0,9%	0,4%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**1.F**	**LA13**	**1 118**	**1 032**	**977**	**1 010**	**921**	**828**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES								
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**1.F**	**LA13**	**17,3%**	**16,1%**	**14,9%**	**15,5%**	**14,9%**	**13,9%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**1.F**	**LA13**	**17,3%**	**17,6%**	**14,5%**	**20,4%**	**18,7%**	**16,6%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**1.F**	**LA1**	**2,1%**	**0,1%**	**0,4%**	**1,4%**	**2,4%**	**0,4%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ assurance raisonnable pour l'exercice 2017.

Benelux			France		
2017	2016	2015	2017	2016	2015
20 885	**20 915**	**19 325**	**52 478**	**53 814**	**54 483**
92	95	101	49 685	50 968	51 962
13 230	13 287	11 162	0		
7 331	7 497	8 037	530	542	498
20 653	20 879	19 300	50 215	51 510	52 460
232	36	25	0		
0			8	22	22
0			1 890	1 940	1 925
0			365	342	76
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4 579	4 585	3 772	11 758	12 039	11 692
16 306	16 330	15 553	40 720	41 775	42 791
21,9%	21,9%	19,5%	22,4%	22,4%	21,5%
78,1%	78,1%	80,5%	77,6%	77,6%	78,5%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
96,9%	97,0%	96,1%	91,9%	92,3%	92,5%
3,1%	3,0%	3,9%	8,1%	7,7%	7,5%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3,2%	3,2%	3,3%	3,0%	2,9%	3,3%
8,2%	8,5%	8,5%	10,4%	10,8%	11,3%
12,0%	13,0%	13,0%	14,5%	14,8%	15,1%
14,1%	13,5%	13,2%	15,4%	14,9%	14,5%
12,1%	12,3%	13,1%	13,4%	13,8%	13,9%
14,9%	15,6%	16,1%	14,5%	14,7%	14,5%
15,6%	15,0%	14,2%	14,5%	14,3%	14,1%
12,7%	12,3%	11,9%	11,4%	11,1%	10,7%
6,9%	6,3%	6,5%	2,8%	2,6%	2,5%
0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2 858	**2 905**	**2 639**	**8 551**	**9 205**	**9 212**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
13,7%	**13,9%**	**13,7%**	**16,3%**	**17,1%**	**16,9%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
12,3%	**12,1%**	**11,2%**	**21,1%**	**21,2%**	**20,7%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,4%	**0,4%**	**0,5%**	**4,8%**	**4,6%**	**4,5%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

			Amérique Latine			Afrique/Asie		
			2017	2016	2015	2017	2016	2015
Proportion de salariés handicapés	**1.F**		**0,5%**	**1,2%**	**1,2%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,2%**
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	**1.F**		**13,9%**	**14,9%**	**20,6%**	**13,3%**	**25,3%**	**17,8%**
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	**1.F**		**5,1%**	**7,2%**	**5,3%**	**9,5%**	**5,7%**	**8,6%**
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI								
Nombre d'embauches en CDI	**1.A**	**LA2**	**1 199**	**1 284**	**705**	**677**	**435**	**827**
Nombre d'embauches en CDD	**1.A**	**LA2**	**1 464**	**1 309**	**297**	**311**	**236**	**306**
Taux d'embauche	**1.A**	**LA2**	**41,3%**	**40,1%**	**23,2%**	**15,2%**	**13,3%**	**19,4%**
% de restitution			100,00%	100,00%	83,15%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	**1.A**	**LA2**	**45,0%**	**49,5%**	**70,4%**	**68,5%**	**64,8%**	**73,0%**
% de restitution			100,00%	100,00%	83,15%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements	**1.A**		**869**	**893**	**473**	**372**	**46**	**43**
% de restitution			100,00%	100,00%	83,15%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	**1.A**	**LA2**	**21,7%**	**20,4%**	**18,3%**	**13,6%**	**9,5%**	**9,3%**
% de restitution			100,00%	100,00%	83,15%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	**1.A**	**LA2**	**7,5%**	**6,2%**	**7,3%**	**7,5%**	**8,4%**	**8,4%**
% de restitution			100,00%	100,00%	83,15%	100,00%	100,00%	100,00%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL								
Pourcentage d'effectif formé ■■	**1.E**	**LA10**	**72,7%**	**75,3%**	**75,6%**	**73,1%**	**77,4%**	**84,5%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,87%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	**1.E**	**LA10**	**18,8%**	**14,5%**	**14,5%**	**16,2%**	**14,2%**	**12,9%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,87%
Pourcentage de cadres et de Non-cadres dans l'effectif formé	**1.E**	**LA10**						
Cadres	1.E	LA10	19,0%	15,2%	20,5%	22,0%	18,9%	18,2%
Non-cadres	1.E	LA10	81,0%	84,8%	79,5%	78,0%	81,1%	81,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,87%
Nombre total d'heures de formation	**1.E**	**LA10**	**147 670**	**179 573**	**188 842**	**220 215**	**215 940**	**218 560**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,87%
Répartition des heures de formation par thème	**1.E**	**LA10**						
Technique des métiers			41,1%	41,3%	38,3%	59,3%	57,9%	51,1%
Qualité, environnement, sécurité			26,7%	29,9%	24,1%	25,6%	29,4%	31,6%
Langues			7,8%	8,7%	7,2%	1,5%	2,9%	4,1%
Management et développement personnel			13,2%	9,1%	27,7%	7,2%	5,5%	7,6%
Autres			11,2%	10,9%	2,7%	6,4%	4,3%	5,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,87%
Nombre d'heures de formation par personne formée	**1.E**	**LA10**	**31**	**37**	**38**	**49**	**46**	**45**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,14%
Nombre d'heures de formation par femme formée	**1.F**	**LA10**	**31**	**39**	**34**	**29**	**27**	**28**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,87%
Dépenses de formation par heure de formation (€)	**1.E**	**LA10**	**14**	**22**	**23**	**14**	**15**	**39**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,14%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

Benelux			France		
2017	2016	2015	2017	2016	2015
0,4%	**0,3%**	**0,4%**	**3,6%**	**3,8%**	**3,6%**
19,4%	**20,9%**	**20,8%**	**18,8%**	**19,6%**	**21,3%**
16,8%	**9,4%**	**9,3%**	**8,8%**	**8,0%**	**8,0%**
1 674	**1 536**	**1 183**	**4 183**	**3 167**	**2 944**
517	**511**	**596**	**4 423**	**4 480**	**4 221**
10,5%	**9,7%**	**9,1%**	**16,5%**	**14,2%**	**13,2%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
76,4%	**75,0%**	**66,5%**	**48,6%**	**41,4%**	**41,1%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
311	**449**	**441**	**876**	**911**	**791**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
6,7%	**7,2%**	**6,5%**	**6,5%**	**5,7%**	**5,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4,0%	**3,7%**	**2,9%**	**3,7%**	**2,8%**	**2,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
73,1%	**74,7%**	**72,3%**	**70,5%**	**71,6%**	**66,9%**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,21%
12,5%	**12,5%**	**12,5%**	**12,6%**	**14,1%**	**14,0%**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,21%
22,0%	21,5%	19,9%	22,8%	21,5%	21,7%
78,0%	78,5%	80,1%	77,2%	78,5%	78,3%
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,21%
521 534	**507 468**	**398 791**	**1 018 716**	**1 018 873**	**948 319**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,21%
57,0%	63,2%	65,7%	36,2%	32,6%	33,6%
29,8%	27,5%	19,9%	43,3%	40,3%	42,7%
0,7%	0,7%	1,0%	1,8%	1,7%	2,1%
7,2%	6,4%	6,2%	11,9%	13,0%	11,6%
5,3%	2,3%	7,3%	6,8%	12,4%	10,0%
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,21%
34	**32**	**28**	**28**	**26**	**26**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,15%
27	**22**	**21**	**25**	**23**	**22**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,21%
26	**27**	**32**	**31**	**29**	**32**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,15%

3

			Amérique Latine			Afrique/Asie		
			2017	2016	2015	2017	2016	2015
Dépenses de formation par personne formée (€)	**1.E**	**LA10**	**449**	**822**	**869**	**676**	**670**	**1 766**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	99,37%	97,14%
CONDITIONS DE TRAVAIL								
Jours d'absence par personne	**1.B**	**LA7**	**9**	**9**	**8**	**8**	**8**	**8**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	**1.B**	**LA7**	**3,9%**	**8,1%**	**5,4%**	**9,0%**	**10,0%**	**10,5%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	95,06%	100,00%	100,00%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Taux de fréquence			**1,44**	**3,54**	**1,22**	**0,80**	**1,61**	**0,78**
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Taux de gravité (selon référentiel français)			**0,02**	**0,05**	**0,02**	**0,04**	**0,06**	**0,01**
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			**0,02**	**0,05**	**0,01**	**0,01**	**0,03**	**0,01**
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			**3**	**1**	**0**	**0**	**1**	**0**
% de restitution			100%	100%	100%	100%	100%	100%

RÉMUNÉRATIONS	**1.A**						
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	**Salaire minimum légal annuel 2017 en €**	**2017**	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
France	17 763			NS			
Belgique	18 751						
Espagne	9 908						
Pays-Bas	18 619						
Royaume-Uni	16 763						
Luxembourg	23 983						
Roumanie	3 822						
Pologne	5 679						
République tchèque	5 039						
Hongrie	4 952						
Slovaquie	5 220						
Portugal	7 798						
Grèce	8 205						
Allemagne	17 976						
Turquie	5 315				3,62	3,57	4,20
États-Unis	13 214						
% de restitution		0,00%			7,78%	7,64%	8,95%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

Benelux			France		
2017	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
905	**865**	**907**	**857**	**758**	**823**
100,00%	100,00%	99,72%	100,00%	99,88%	99,15%
15	**15**	**16**	**13**	**14**	**13**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2,6%	**2,6%**	**2,6%**	**1,6%**	**1,5%**	**1,5%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0	**0**	**0**	**1**	**3**	**1**
100%	100%		100,0%	99,5%	
2,96	**3,15**	**3,51**	**5,38**	**5,79**	**5,75**
100%	100%		100,0%	99,5%	
0,20	**0,20**	**0,16**	**0,38**	**0,36**	**0,32**
100%	100%		100%	100%	
0,14	**0,16**	**0,16**	**0,22**	**0,24**	**0,21**
100%	100%		100%	100%	
2	**3**	**1**	**68**	**92**	**110**
100%	100%	100%	100%	100%	100%

2017	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
1,67	1,71	1,74	1,50	1,48	1,47
1,88	1,86	2,03			
1,94	1,94	1,85			
3,05	2,42	2,23			
1,71	1,74	1,77			

98,93%	98,05%	97,15%	91,71%	92,02%	92,14%

			Europe hors France & Benelux			Infrastructures Europe		
	Loi Grenelle 2	GRI	2017	2016	2015	2017	2016	2015
EMPLOI								
Effectif total ■■	1.A	LA1	33 813	31 554	31 258	17 032	16 942	17 062
Répartition par zone géographique ■■	**1.A**	**LA1**						
France	1.A	LA1	42	35		16 809	16 714	16 837
Belgique	1.A	LA1	0			0		
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	33 771	31 519	31 258	223	228	225
Total Europe	1.A	LA1	33 813	31 554	31 258	17 032	16 942	17 062
Amérique du Nord	1.A	LA1	0			0		
Amérique du Sud	1.A	LA1	0			0		
Asie – Moyen Orient – Océanie	1.A	LA1	0			0		
Afrique	1.A	LA1	0			0		
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	**1.A**	**LA1**						
Cadres ■■	1.A	LA1	4 441	3 206	4 180	4 245	4 103	3 958
Non-cadres ■■	1.A	LA1	29 372	28 348	27 078	12 787	12 839	13 104
% Cadres	1.A		13,1%	10,2%	13,4%	24,9%	24,2%	23,2%
% Non-cadres	1.A		86,9%	89,8%	86,6%	75,1%	75,8%	76,8%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	**1.A**	**LA1**						
CDI ■■	1.A	LA1	92,2%	92,8%	92,8%	94,3%	94,1%	94,4%
Autres ■■	1.A	LA1	7,8%	7,2%	7,2%	5,7%	5,9%	5,6%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI ■■	**1.A**	**LA1**						
moins de 25 ans	1.A	LA1	3,1%	3,0%	3,2%	3,91%	4,14%	4,4%
25-29 ans	1.A	LA1	6,9%	6,7%	7,1%	11,39%	11,69%	12,0%
30-34 ans	1.A	LA1	9,3%	9,2%	9,4%	15,33%	14,75%	13,6%
35-39 ans	1.A	LA1	11,5%	11,6%	11,9%	14,85%	14,39%	13,5%
40-44 ans	1.A	LA1	13,0%	13,4%	13,6%	14,52%	14,56%	14,4%
45-49 ans	1.A	LA1	16,4%	16,6%	16,5%	14,03%	13,08%	12,8%
50-54 ans	1.A	LA1	15,6%	15,3%	15,1%	13,56%	14,66%	16,3%
55-59 ans	1.A	LA1	13,8%	13,3%	12,8%	10,56%	10,95%	11,5%
60-64 ans	1.A	LA1	7,8%	8,2%	7,7%	1,79%	1,73%	1,7%
65 ans et +	1.A	LA1	2,6%	2,7%	2,6%	0,07%	0,04%	0,0%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**1.F**	**LA13**	**10 555**	**10 075**	**9 944**	**4 406**	**4 236**	**4 169**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES								
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**1.F**	**LA13**	**31,2%**	**31,9%**	**31,8%**	**25,9%**	**25,0%**	**24,4%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**1.F**	**LA13**	**21,4%**	**23,3%**	**18,1%**	**31,4%**	**30,4%**	**30,3%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**1.F**	**LA1**	**1,2%**	**0,9%**	**0,9%**	**5,4%**	**5,8%**	**5,5%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ assurance raisonnable pour l'exercice 2017.

GEM & Global LNG			Autre		
2017	2016	2015	2017	2016	2015
1 474	**1 456**	**1 449**	**11 294**	**10 493**	**13 569**
774	801	727	5 001	3 760	3 993
422	439	465	3 006	2 971	5 323
183	216	257	2 016	2 504	2 757
1 379	1 456	1 449	10 023	9 235	12 073
57			0		
0			537	561	721
38			734	697	775
0			0		
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 252	1 257	1 231	7 183	6 614	7 471
222	199	218	4 111	3 879	6 098
84,9%	86,3%	85,0%	63,6%	63,0%	55,1%
15,1%	13,7%	15,0%	36,4%	37,0%	44,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
97,3%	98,3%	98,1%	95,3%	94,9%	95,9%
2,7%	1,7%	1,9%	4,7%	5,1%	4,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,6%	0,5%	0,4%	1,1%	0,9%	1,4%
5,3%	8,4%	11,9%	7,1%	7,6%	8,3%
22,2%	26,2%	27,7%	14,8%	15,9%	16,8%
27,7%	27,3%	26,0%	16,0%	15,4%	13,8%
20,6%	16,1%	16,2%	14,8%	13,8%	12,8%
11,8%	9,9%	8,2%	14,9%	14,1%	13,8%
7,1%	7,4%	5,8%	13,7%	13,8%	14,3%
4,1%	3,4%	3,2%	11,7%	12,3%	12,9%
0,7%	0,8%	63,0%	5,0%	5,4%	5,2%
0,0%	0,0%	0,0%	0,9%	0,9%	0,7%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
505	**514**	**512**	**3 814**	**3 055**	**3 638**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
34,3%	**35,3%**	**35,3%**	**33,8%**	**29,1%**	**26,8%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
30,4%	**30,8%**	**31,0%**	**27,4%**	**26,5%**	**26,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1,1%	**0,5%**	**0,8%**	**2,3%**	**2,0%**	**1,6%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

			Europe hors France & Benelux			Infrastructures Europe		
			2017	2016	2015	2017	2016	2015
Proportion de salariés handicapés	1.F		0,8%	0,9%	0,8%	3,4%	3,5%	3,3%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1.F		12,4%	13,8%	13,2%	29,4%	29,8%	23,2%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1.F		22,8%	21,8%	20,2%	4,4%	2,9%	7,6%
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI								
Nombre d'embauches en CDI	1.A	LA2	4 144	3 502	2 921	742	799	920
Nombre d'embauches en CDD	1.A	LA2	1 783	1 330	1 122	586	600	635
Taux d'embauche	1.A	LA2	18,4%	15,5%	12,9%	7,8%	8,2%	9,3%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	1.A	LA2	69,9%	72,5%	72,3%	55,9%	57,1%	59,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements	1.A		925	902	1 042	23	19	4
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	1.A	LA2	12,2%	11,9%	11,9%	0,7%	0,7%	2,0%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	1.A	LA2	8,7%	8,4%	7,8%	0,5%	0,6%	1,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL								
Pourcentage d'effectif formé ■■	1.E	LA10	53,0%	44,7%	41,2%	75,2%	72,9%	70,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E	LA10	21,8%	21,2%	20,0%	21,4%	21,2%	19,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de cadres et de Non-cadres dans l'effectif formé	1.E	LA10						
Cadres	1.E	LA10	18,8%	13,4%	17,3%	20,4%	21,8%	19,8%
Non-cadres	1.E	LA10	81,2%	86,6%	82,7%	79,6%	78,2%	80,2%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,62%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre total d'heures de formation	1.E	LA10	407 738	389 697	337 038	531 107	496 411	445 408
% de restitution			100,00%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	1.E	LA10						
Technique des métiers			42,8%	43,7%	39,9%	51,5%	46,5%	46,4%
Qualité, environnement, sécurité			31,7%	27,3%	30,0%	18,6%	16,2%	22,8%
Langues			6,2%	7,2%	9,3%	1,5%	1,6%	1,7%
Management et développement personnel			11,0%	15,5%	13,7%	23,1%	27,6%	18,7%
Autres			8,2%	6,3%	7,1%	5,3%	8,2%	10,4%
% de restitution			100,00%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E	LA10	24	28	26	42	40	38
% de restitution			100,00%	100,00%	98,69%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F	LA10	22	29	26	38	42	36
% de restitution			100,00%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Dépenses de formation par heure de formation (€)	1.E	LA10	33	33	22	57	57	65
% de restitution			100,00%	100,00%	98,69%	100,00%	100,00%	100,00%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

GEM & Global LNG			Autre		
2017	2016	2015	2017	2016	2015
0,4%	**0,5%**	**0,4%**	**1,5%**	**1,2%**	**1,1%**
2,6%	**9,9%**	**1,3%**	**7,8%**	**10,9%**	**15,9%**
0,0%	**7,0%**	**2,5%**	**12,0%**	**16,7%**	**13,3%**
78	**71**	**79**	**734**	**570**	**686**
29	**22**	**19**	**346**	**329**	**336**
7,5%	**6,3%**	**6,8%**	**9,5%**	**8,4%**	**8,3%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
72,9%	**76,3%**	**80,6%**	**68,0%**	**63,4%**	**67,1%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
16	**6**	**3**	**235**	**439**	**328**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4,1%	**3,7%**	**3,9%**	**6,4%**	**8,1%**	**5,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2,0%	**2,7%**	**2,9%**	**3,9%**	**3,4%**	**2,3%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
54,6%	**53,0%**	**57,9%**	**70,3%**	**58,4%**	**70,0%**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	96,58%
43,0%	**38,9%**	**39,0%**	**34,2%**	**26,9%**	**25,1%**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	96,58%
81,6%	84,3%	81,5%	57,1%	59,5%	52,5%
18,4%	15,7%	18,5%	42,9%	40,5%	47,5%
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	96,58%
20 325	**18 252**	**20 629**	**180 151**	**169 886**	**354 701**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	95,58%
25,2%	35,5%	30,0%	40,2%	43,4%	50,9%
3,9%	6,5%	3,5%	20,2%	23,4%	23,4%
29,9%	19,8%	23,4%	7,5%	10,5%	7,4%
35,6%	32,8%	35,6%	17,6%	12,6%	9,7%
5,3%	5,4%	7,5%	14,5%	10,1%	8,6%
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	95,58%
26	**23**	**25**	**23**	**28**	**38**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	94,25%
23	**26**	**26**	**22**	**24**	**27**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	95,58%
47	**51**	**85**	**40**	**30**	**26**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	94,25%

			Europe hors France & Benelux			Infrastructures Europe		
			2017	2016	2015	2017	2016	2015
Dépenses de formation par personne formée (€)	1.E	LA10	776	917	582	2 366	2 287	2 433
% de restitution			100,00%	100,00%	98,69%	100,00%	100,00%	100,00%
CONDITIONS DE TRAVAIL								
Jours d'absence par personne	1.B	LA7	10	9	9	16	16	16
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	1.B	LA7	4,9%	4,9%	4,5%	2,5%	2,4%	2,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ								
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			0	1	1	0	0	1
% de restitution			100%	100%		100,00%	100%	
Taux de fréquence			3,10	3,17	3,09	2,20	1,79	2,46
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Taux de gravité (selon référentiel français)			0,16	0,09	0,08	0,11	0,09	0,10
% de restitution			100%	52%		100%	100%	
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,11	0,08	0,07	0,09	0,07	0,05
% de restitution			100%	100%		100%	100%	
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			0	0	0	1	1	3
% de restitution			50%	100%	100%	100%	100%	100%
RÉMUNÉRATIONS	1.A		2017	2016	2015	2017	2016	2015
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	**Salaire minimum légal annuel 2017 en €**							
France	17 763			0,85		1,60	1,63	1,60
Belgique	18 751							
Espagne	9 908		2,93	2,93	3,24			
Pays-Bas	18 619							
Royaume-Uni	16 763		1,42	1,53	1,34		2,93	3,17
Luxembourg	23 983							
Roumanie	3 822		2,84	3,24	3,69			
Pologne	5 679		2,00	2,24	2,36			
République tchèque	5 039		3,35	3,49	3,38			
Hongrie	4 952		2,88	2,97	3,13			
Slovaquie	5 220		2,19	2,20	2,19			
Portugal	7 798		2,52	2,67	2,67			
Grèce	8 205		2,24	2,24	2,09			
Allemagne	17 976		2,56	2,52				
Turquie	5 315							
États-Unis	13 214							
% de restitution			85,88%	83,55%	60,17%	100,00%	100,00%	100,00%

Les flux 2015 et 2016 sont calculés à périmètre constant.
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2017.*

GEM & Global LNG			Autre		
2017	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
1 212	**1 187**	**2 129**	**935**	**852**	**997**
100,00%	100,00%	98,09%	96,72%	95,16%	94,25%
14	**10**	**11**	**12**	**11**	**12**
100,00%	100,00%	100,00%	96,72%	99,32%	99,00%
0,4%	**0,4%**	**0,6%**	**0,5%**	**0,6%**	**1,2%**
100,00%	100,00%	100,00%	96,72%	99,32%	100,00%
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
100%	100%		100%	100%	
1,34	**0,00**	**0,89**	**1,87**	**1,15**	**1,05**
100%	100%		100%	100%	
0,01	**0,00**	**0,01**	**0,07**	**0,02**	**0,02**
100%	100%		100%	100%	
0,01	**0,00**	**0,01**	**0,06**	**0,02**	**0,02**
100%	100%		100%	100%	
0	**0**	**0**	**0**	**1**	**1**
100%	100%	100%	100%	100%	100%

2017	**2016**	**2015**	**2017**	**2016**	**2015**
	0,85	1,49	1,50	1,25	1,40
			3,70	3,68	3,92
			4,32	4,92	4,68
			1,86	1,74	2,58
					1,55
				4,07	2,02
			1,57	1,91	2,15
				3,39	
				0,24	
			1,56		
0,00%	100,00%	100,00%	79,66%	84,08%	28,85%

3.5 Informations environnementales

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont parfois un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur le site internet du Groupe) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement. Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale sous l'autorité du Directeur Environnement. Elle s'appuie dans chaque BU sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le *reporting* environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les BU en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans la Section 2 «Facteurs de risque»), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Le Groupe s'était fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2 °C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal prix pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la CPLC (*Carbon Pricing Leadership Coalition*).

3.5.2 Le management environnemental [1]

À la clôture de l'exercice 2017, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 81% du chiffre d'affaires pertinent [2]. C'est au niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Par une certification EMAS ■■	4,7%	4,8%	12,6%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	61,8%	58,5%	50,7%
Par d'autres certifications SME externes	3,2%	3,1%	2,8%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**69,7%**	**66,5%**	**66,1%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	11,9%	14,7%	14,6%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**81,6%**	**81,2%**	**80,7%**

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2017.*

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation du SME.

(1) Voir section 4.5 "Plan de vigilance" et Section 3.9 «Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées» et Section 3.10 «Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales»

(2) Chiffre d'affaires pertinent : après exclusion du CA généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.).

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maîtriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en oeuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé EARTH est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*).

EARTH est déployé dans chaque BU et couvre ainsi l'ensemble du groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le périmètre de *reporting* sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) alors que les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. Sont exclues les entités juridiques mises en équivalence.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont sous intégration globale. Pour les entités sous intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit *a minima* partagé avec d'autres actionnaires.

Le périmètre est figé au 30 juin de l'année de l'exercice. Pour les cessions intervenant après cette date, il est prévu que l'entité remplisse le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. Les acquisitions réalisées après le 30 juin ne sont pas prises en compte, sauf demande de dérogation formulée par la BU concernée et sous réserve que les données soient disponibles.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type «part du CA pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.», un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose de procédures génériques déclinées en instructions types à mettre en œuvre aux niveaux appropriés du processus de *reporting*. Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et BU décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque BU.

Les définitions des indicateurs utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Auparavant, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un "taux de couverture" qui correpondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Grâce à la mise en oeuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est dorénanavnt de 100% pour tous les indicateurs.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- la fiabilité du périmètre couvert par le reporting environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de reporting, un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de BU pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH ;
- ENGIE a changé sont outil de *reporting* cette année. Pour des raisons techniques, quelques ajustements méthodologiques ont été réalisés, engendrant parfois de légères variations pour les données realtives à 2015 et 2016 ;
- la consommation d'uranium a été ajoutée à la consommation d'énergie primaire en 2017 ainsi qu'aux données 2015 et 2016 ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées. Un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme)* ;

- ENGIE est signataire, depuis 2007, du CEO Water Mandate marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI en 2011 se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le «*repowering*» ou modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité ;
- les émissions de CO_2 issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy – 2006). Le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les tous derniers PRG publiés par le GIEC (5th Assessment Report – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans ;
- les indicateurs biodiversité permettant de suivre l'évolution de l'objectif Groupe (cf. Section 3.5.4.8) sont basés sur les notions de «site prioritaire» et de «plan d'action ciblé». Un site prioritaire est un site qui présente un risque potentiel pour la biodiversité en raison de la nature de ses activités, qui est situé dans ou à proximité d'une zone protégée et qui ne rencontre aucune barrière artificielle (par exemple une autoroute, une zone industrielle, une ville...) entre son emplacement et la zone protégée. Sous réserve d'une justification appropriée, un site ne répondant pas à ces critères objectifs a la possibilité de se déclarer comme étant prioritaire. Depuis 2015, les éventuelles études réalisées par des bureaux d'étude et démontrant l'absence d'impact sur la biodiversité ont été prises en compte. Par voie de conséquence, certains sites prioritaires ont été requalifiés en sites non-prioritaires sur la base de telles études. En outre, les sites non productifs et les activités temporaires, telles que les activités de chantier, sont exclus du périmètre de reporting. Le plan d'action ciblé comprend l'ensemble des actions volontaires et réglementaires mises en œuvre pour restaurer, préserver ou promouvoir localement la biodiversité ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq CO_2/MWh sont calculées sur le périmètre des BU pour lesquelles il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique Latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen Orient-Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, BtoB, France Réseaux, et France Renouvelables ;
- les données liées à l'activité des méthaniers, y compris les impacts et les consommations, ont été assimilées à celles d'un site en exploitation et sont donc rapportées comme telles. Les navires pris en compte sont ceux pour lesquels le groupe ENGIE détient une part majoritaire, ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par ENGIE ainsi que les navires affrétés sur le long terme (> 1 an) et, depuis 2017, les navires affrétés au voyage. Cela donne une liste de 12 navires : Grace Cosmos, BW GDF SUEZ Everett, BW GDF SUEZ Boston, Provalys, BW GDF SUEZ Paris, BW GDF SUEZ Brussels, GDF SUEZ Neptune (SRV), GDF SUEZ Point Fortin, Grace Barleria, Global Energy, Cape Ann. L'éventuelle certification ISO 14001 des navires est également prise en compte ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- les impacts environnementaux significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter.
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à bicombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers.

3.5.4 Les actions du Groupe

3.5.4.1 Le changement climatique

Émissions directes

Les informations présentées dans cette section et dans la section 2.2.3 «Impact du climat» rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. ENGIE accroît encore ses efforts de décarbonisation le taux d'émission à fin 2017 s'établit à 363g CO_2éq/kWh, en diminution de 7% par rapport à 2016 et de 18,1% par rapport à 2012, soit quasiment à son objectif 2020 de -20%. Quant aux émissions directes absolues de CO2éq du Groupe, elles ont baissé de plus de 30 millions de tonnes en un an, passant de 120,5 à 89,2 millions de tonnes, soit une réduction de 26%.

Cet excellent résultat témoigne de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser + 2°C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85 % d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et prépare un plan de mise en application de ces recommandations. Le Groupe publie ses émissions Scope 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-Carbone Disclosure Project)

3

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■■	89 236 437 t CO_2 éq.	120 150 105 t CO_2 éq.	132 757 206 t CO_2 éq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie	363 kg CO_2 éq./MWhéq	392,8 kg CO_2 éq./MWhéq	445,7 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz	3,9 kg CO_2 éq./MWhéq	4,2 kg CO_2 éq./MWhéq	4,5 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz	0,8 kg CO_2 éq./MWhéq	0,9 kg CO_2 éq./MWhéq	0,9 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)	1,7 kg CO_2 éq./MWhéq	1,7 kg CO_2 éq./MWhéq	1,3 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers	2,3 kg CO_2 éq./MWhéq	2,6 kg CO_2 éq./MWhéq	2,0 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz	2,1 kg CO_2 éq./MWhéq	2,0 kg CO_2 éq./MWhéq	2,2 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz par bateau	12,6 kg CO_2 éq./MWhéq	14,1 kg CO_2 éq./MWhéq	12,2 kg CO_2 éq./MWhéq

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2017.*

L'adaptation, *via* l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses etc et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température etc.). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeurs, risques de réputation, risques réglementaires, etc. Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes : projet de mur de construction contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange en Belgique, projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au Mexique, creusement de fossés et d'un bassin pour faire au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande en Angleterre, etc. Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site. S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de reporting des émissions de GES est basée sur la norme du *GHG Protocol Corporate Standards* (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu. À des fins de cohérence, les émissions dites de «Scope 3» reprises ci-dessous excluent celles des métiers de l'eau et de la propreté de la Société SUEZ.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de «Scope 2»)		
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité [1]	2 602 395 t CO2 éq	2 776 748 t CO_2 ép
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid [1]	974 466 t CO_2 éq	1 078 385 t CO_2 éq
Autres émissions indirectes de GES (dites de «Scope 3»)		
Chaîne amont des combustibles (Émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories «émissions directes de GES» et «émissions indirectes de GES associées à l'énergie)	12 498 089 t CO_2 éq	16 507 068 t CO_2 éq
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	27 963 262 t CO_2 éq	32 046 546 t CO_2 éq
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des tiers)	135 847 355 TCO_2 éq	142 530 042 t CO_2 éq
Achats de produits et de services	9 847 667 t CO_2 éq	non disponible
Immobilisatons des biens	3 301 942 t CO_2 éq	non disponible

(1) Les consommations d'électricité et d'énergie thermique utilisées pour calculer ces données font l'objet d'une vérification par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2017 (cf. 3.5.4.3).

En complément des postes présentés ci-dessus, ENGIE a également lancé une évaluation des postes repris ci-dessous.

Aval du transport et de la distribution

3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. En complément de cet engagement, ENGIE a mis sur le marché français une offre très innovante d'électricité verte sans coût additionnel pour le consommateur. Ainsi, le Groupe apporte une solution à la difficulté de faire évoluer les comportements induite face au renchérissement fréquent des produits verts.

Les énergies renouvelables représentaient en 2017 près de 16,8 GW équivalents électriques installés, soit 24,5% du total des capacités directement opérées par le Groupe.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	16 813 MWéq	16 795 MWéq	16 143 MWéq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	24,5%	21,5%	20,2%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	58 972 GWhéq	74 082 GWhéq	70 391 GWhéq
Énergie produite – part du grand hydraulique	75,45%	78,05%	80,49%
Énergie produite – part du petit hydraulique	1,35%	1,26%	1,66%
Énergie produite – part de l'éolien	9,89%	7,62%	5,37%
Énergie produite – part du géothermique	0,14%	0,1%	0,09%
Énergie produite – part du solaire	1,14%	0,61%	0,43%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	12,03%	12,36%	11,95%

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2017. Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en 3.5.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).*

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■■	444 547 GWh	573 500 GWh	554 352 GWh
Part du charbon/lignite	24,52%	30,13%	36,29%
Part du gaz naturel	40,09%	39,74%	43,08%
Part du fioul (lourd et léger)	0,99%	0,84%	0,98%
Part de l'uranium	26,95%	21,47%	13,18%
Part de la biomasse et du biogaz	4,58%	5,67%	4,37%
Part des autres combustibles	2,64%	1,95%	1,88%
Part des combustibles pour le transport	0,25%	0,2%	0,22%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ■■	9 675 GWhéq	9 901 GWhéq	11 378 GWhéq
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) ■■	43,6%	41,7%	52,3%

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2017.*

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par ENGIE est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, ENGIE attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets, etc.) de ces installations sur leur environnement.

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 6.2 – Comptes consolidés – Note 18.2.2.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	34 TBq	58,84 TBq	54,51 TBq
Iodes	0,01 GBq	0,04 GBq	0,06 GBq
Aérosols	0,34 GBq	0,40 GBq	0,34 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	178 m^3	204 m^3	164 m^3
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	20,56 GBq	17,66 GBq	12,83 GBq
Tritium	55,66 TBq	82,88 TBq	19,60 TBq

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.4.3 «Centrales nucléaires en Belgique».

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate risk disclosure* et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship*. Le Groupe s'est donné deux objectifs en matière d'eau à échéance 2020 : l'un porte sur la mise en œuvre de plans d'action locaux et concertés pour les sites en zone de stress hydrique extrême, l'autre sur la réduction des prélèvements d'eau douce à l'échelle du Groupe.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* et l'outil Aqueduct (*World Resource Institute*). En 2017, 37 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême (7% des sites), pour lesquels des plans d'actions sont en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls cinq sites sur les 37 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m^3/an. Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 62% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012. Grâce à son engagement en matière de gestion de la ressource en eau, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016 (1)	ENGIE 2015 (1)
Eau douce			
Prélèvement total	2 794 Mm^3	5 110 Mm^3	5 503 Mm^3
Rejet total	2 681 Mm^3	4 971 Mm^3	5 371 Mm^3
Eau non douce			
Prélèvement total	8 675 Mm^3	8 829 Mm^3	8 234 Mm^3
Rejet total	8 662 Mm^3	8 812 Mm^3	8 230 Mm^3
Consommation totale	124,9 Mm^3	156,2 Mm^3	135,9Mm^3

(1) Les valeurs 2015 consolident les données révisées en 2016 en raison notamment d'une amélioration de la méthode de calcul appliquée dans l'entité CPCU. Cette méthodologie pourra être encore améliorée dans les années à venir car elle implique une surestimation de la consommation d'eau douce dans cette entité.

3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de janvier 2014, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de près de 82% pour les déchets non dangereux et de 13,4% pour les déchets dangereux en 2017. Les sites industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	2 804 117 t	4 682 305 t	5 724 707 t
Cendres volantes, refioms	1 718 969 t	2 715 145 t	3 256 838 t
Cendres cendrées, mâchefers	541 007 t	1 403 843 t	1 691 403 t
Sous-produits de désulfuration	191 522 t	352 129 t	410 887 t
Boues	20 564 t	21 321 t	52 762 t
Bois flotté	7 331 t	6 321 t	7 115 t
Déchets de forage	9 525 t	617 t	9 328 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	2 263 892 t	4 088 134 t	5 109 566 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	388 299 t	529 180 t	411 150 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	52 207 t	53 263 t	54 664 t

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2017.*

3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté ; optimisation de la combustion et traitements des fumées ; mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les poussières ; installation de brûleurs bas-NOx ou injection d'urée (traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote ; choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre. Une forte amélioration est observée en 2017 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2017	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Émissions de NOx	92 120 t	136 895 t	143 253 t
Émissions de SO_2	159 520 t	192 213 t	237 031 t
Émissions de poussières	7 383 t	13 353 t	12 919 t

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus «Éviter, réduire et compenser», le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités. La restauration d'habitat naturel (comme la contribution de Glow, en Thaïlande, à la restauration de la forêt de Houay Mahad Hill), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune (parc de Sheppes-la-Prairie en France), le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons (la passe à poisson de Sauveterre sur le Rhône), la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe. Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Dans le cadre de son projet volontaire, reconnu fin 2012 par le gouvernement français au titre de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité, le Groupe a doté ses sites prioritaires en Europe d'un plan d'action ciblé[1] destiné à répondre aux enjeux de protection de la biodiversité identifiés sur le site et/ou par ses parties prenantes locales en fonction de son activité. Depuis 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour les sites cibles ; toutefois, la méthode d'identification des sites en matière de biodiversité reste inchangée.

Forte des résultats de 2015, et pour accompagner le changement et la transformation du Groupe, ENGIE a prolongé sa contribution à la Stratégie Nationale de la Biodiversité sur la période 2016-2018 en définissant un nouvel objectif d'ancrage local et durable visant à placer la biodiversité comme un atout pour intégrer ses activités dans les territoires en lien avec ses parties prenantes et qui mettra en avant les bonnes pratiques menées par les BUs du Groupe comme celle sur la gestion écologiques des sites.

3.5.4.9 Une prévention active des risques environnementaux

La gestion des risques industriels, sanitaires et environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion des crises.

Intitulé des indicateurs	Données 2017	Données 2016	Données 2015
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	83,2%	82,7%	79,9
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	87,7%	85,8%	81,6%

Les 13 plaintes et la seule condamnation liées à un dommage environnemental ou sanitaire, enregistrées en 2017 n'ont pas donné lieu à obligation d'indemnisation. Le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. ENGIE a provisionné 19,2 millions d'euros pour les risques afférents aux litiges liés à l'environnement. En 2017, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à plus de 603 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Données 2017	Données 2016	Données 2015
Plaintes liées à l'environnement	13	24	173
Condamnations liées à l'environnement	1	2	4
Montant des indemnisations *(en milliers d'euros)*	0 k€	4,5 k€	1,5 k€
Dépenses environnementales *(en milliers d'euros)*	603 305 k€	699 835 k€	634 722 k€

(1) Un plan d'action ciblé doit combiner et détailler tous les mesures prises en vue de préserver ou restaurer la biodiversité localement. Voir la note méthodologique en 3.5.3 pour plus de détails.

3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement...). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets EnR, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance pendant certain créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet «Respect» lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées.

3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 2,176 milliards d'euros en 2017 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de dix ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque BU, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE, ENGIE s'est fixé pour ambition de couvrir 100% des activités industrielles par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation en 2020.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. Pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnisation. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.

3.6 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue professionnel avec l'ensemble des parties prenantes favorisant la co-construction et la création de valeur partagée.

3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires

Pour ENGIE, l'adaptation des offres aux attentes de ses clients et leur appropriation mettent l'innovation et les partenariats au cœur de ses actions.

Au niveau international, en accord avec les autorités locales, le Groupe s'engage dans une démarche structurée et participative à développer des programmes sociétaux en lien avec ses projets industriels. ENGIE soutient des petites et moyennes entreprises et des start-ups au travers de différents programmes mis en place sur les territoires.

Le Groupe soutient également l'entrepreneuriat social via le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies dont la finalité est de fédérer et renforcer les actions du Groupe en faveur de l'accès à l'énergie et la précarité énergétique.

Fin 2017, 6 ans après sa création, le fonds ENGIE Rassembleurs d'Énergies a investi auprès de 16 entreprises actives sur quatre continents : Europe, Afrique, Asie et Amérique Latine et dans plus de 15 pays. Ces entreprises couvrent un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de l'accès à l'énergie et de la réduction de la précarité énergétique : l'efficacité énergétique dans les logements sociaux en Europe, l'accès à l'électricité à travers de systèmes solaires individuels ou collectifs et l'accès à des solutions de cuisson propres dans les pays émergents. Les entreprises du portefeuille électrifient à ce jour plus de 2,4 millions de bénéficiaires et emploient plus de 2 300 personnes dans le monde. Plus de 20 000 salariés ont investi dans le Fonds

ENGIE Rassembleurs d'Energies. ENGIE Rassembleurs d'Énergies a ainsi investi en fonds propre 21 millions d'euros dont 5 millions d'euros pour la seule année 2017.

3.6.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Sur la base des démarches existantes, le Groupe a démarré l'accompagnement de ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques depuis la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel. L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est basée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000 ou l'IFC et consiste d'une part en la sensibilisation/formation des managers et des collaborateurs au dialogue avec les parties prenantes et d'autre part en un appui technique à la réalisation/structuration de plans d'actions adaptés aux enjeux des territoires croisés aux attentes des parties prenantes. L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en améliorant/intégrant l'engagement avec les parties intéressées dans tout le cycle des activités.

Le Groupe s'est par ailleurs fixé comme objectif que 100% de ses activités industrielles soient couvertes d'ici 2020 par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation visant à prévenir les conflits et à renforcer la pérennité de ses activités. Sur les 153 activités industrielles (sites ou regroupements de sites) du Groupe recensées fin 2017 devant faire l'objet d'un tel mécanisme, 48% l'avaient mis en place à fin 2017 traduisant la mise en œuvre effective de la méthode sur le terrain après une phase de définition en 2015 et d'apprentissage en 2016.

Gage de pérennité pour l'entreprise et créatrice de valeur partagée, cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats durables sur des problématiques sociales et environnementales.

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie Global Compact Advanced.

Le Groupe pérennise ses partenariats avec le GRET (Groupe de Recherche et d'Échanges Technologiques) et avec Emmaüs France dans le cadre de sa contribution à l'accès à l'énergie et de son engagement pour la lutte contre la précarité énergétique ainsi qu'avec la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement) dans l'accompagnement du dialogue entreprise/ONG autour de ses projets industriels.

3.6.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité

Dans toutes les zones géographiques dans lesquelles ENGIE est présent, des actions de mécénat sociétal, de solidarité et de lutte contre la précarité sont mises en place par la Fondation d'entreprise ENGIE ou par les entités du Groupe, en lien notamment avec les autorités locales, les associations locales, les ONG internes ou les directions fonctionnelles du Groupe.

ENGIE, notamment dans le cadre de sa fondation, a lancé de nombreuses initiatives de solidarité et de lutte contre la précarité.

En 2017, ENGIE a permis à plus de 658 000 clients de bénéficier du Tarif Spécial de Solidarité (TSS) pour le gaz et à plus de 276 000 clients du Tarif de Première Nécessité (TPN) pour l'électricité. ENGIE a poursuivi en 2017 son soutien aux Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de 6 millions d'euros, conformément aux engagements du Contrat de service public. En 2017, environ de 80 000 clients particuliers ENGIE ont bénéficié de ces aides accordées par les Conseils Départementaux.

Depuis 2011, le Groupe est engagé aux côtés des pouvoirs publics dans le programme national «Habiter Mieux». Dans le cadre la nouvelle convention signée en décembre 2014, ENGIE poursuit son engagement dans le programme et versera 53 millions d'euros sur la période 2014-2017, pour un objectif de rénovation de 185 000 logements.

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 200 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2017. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide.

Les correspondants solidarité-énergie ENGIE animent les relations avec les communes, départements et associations et 100 conseillers solidarité ENGIE sont également dédiés au traitement des demandes des travailleurs sociaux. En 2017, ces conseillers ont traité environ 300 000 demandes issues des services sociaux.

Le programme ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure Gaz), porte par GRDF et qui informe et sensibilise les clients démunis à la sécurité de leurs installations intérieures de gaz naturel et aux économies d'énergie, a concerné, en 2017, dans une vingtaine de villes françaises, près de 16 500 foyers, parmi lesquels plus de 1400 se sont vu remettre gratuitement un flexible de raccordement de la gazinière sécurisé et sans date limite d'utilisation.

Depuis le lancement d'ISIGAZ en 2006, 318 000 familles d'une centaine de villes ont ainsi été informées et plus de 50 000 flexibles installés.

Dans le cadre de Engie Volunteers Program, ENGIE appuie les ONG internes du Groupe pour des missions permettant l'accès à l'énergie de populations en difficulté.

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La fonction Achats du Groupe a défini ses objectifs en se basant sur son ambition à l'horizon 2018 selon les axes suivants :

- être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe ;
- être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- contribuer à la démarche RSE du Groupe ;
- être un tremplin pour le développement de carrières.

La Politique Achats précise les engagements et les exigences du Groupe dans sa relation avec ses fournisseurs, et notamment :

- la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- l'exigence de l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité ;
- l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires.

La Gouvernance Achats est un document interne qui définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externes, précise les règles de fonctionnement de la fonction achats dans ses activités. Elle vise à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en renforçant leur coopération dans la réalisation des activités de sélection des meilleures offres.

Les exigences de ces deux documents de référence de la fonction achats ainsi que celles plus générales du Groupe sont reprises dans nos processus opérationnels afin de permettre leur mise en œuvre, le contrôle et la remédiation. Ils sont au nombre de 3 : 1. Gérer le panel fournisseur, 2. Gérer les catégories d'achats et 3. Acheter/Approvisionner.

Ces documents structurent le cadre et permettent de soutenir les missions de la fonction Achats :

- assurer des fournitures externes conformes aux exigences de qualité et de performance économique ;
- respecter les engagements et maintenir des relations équilibrées avec les fournisseurs ;
- sélectionner et qualifier les fournisseurs suivant des critères multiples, dont des critères sociaux et environnementaux. Ces principes sont précisés par ailleurs dans les trois processus opérationnels de la fonction
- gérer efficacement les échanges d'informations au moyen d'outils et de processus optimisés, en particulier la consolidation des données achats dans l'infocentre Pyramid. Ceci a été renforcé par une gouvernance des Systèmes d'Information achats ;
- professionnaliser et développer les compétences des collaborateurs de la fonction Achats. Dans la continuité du dispositif de formation Passeport achats (visant à partager les enjeux du Groupe, sa stratégie, et mieux comprendre la contribution de la fonction Achats dans la transformation du Groupe) lancé en 2014, un nouveau cycle de formation sur l'éthique dans la relation fournisseurs a été initié en 2015 afin de former les managers de la fonction en 2016 puis de décliner cette formation auprès des acheteurs dans les BUs et des autres acteurs extérieurs à la fonction achat en relation avec les fournisseurs. Les principes éthiques déclinés dans cette formation s'appuient sur ceux de notre document de référence du Groupe en la matière à savoir : le Code de Conduite de la relation fournisseurs ;
- mettre en œuvre une gestion du portefeuille achats par catégorie afin de développer la transversalité des stratégies au sein du Groupe. Cette approche est structurée autour de 15 catégories Globales (animées à la maille du Groupe), 71 catégories Coordonnées entre quelques BUs, 14 catégories Locales qui sont animées au sein des BUs ;
- s'assurer que tout accord avec un fournisseur fait l'objet d'un document écrit (comprenant impérativement la clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale) préalablement négocié et signé entre les parties par l'acheteur habilité, selon les pouvoirs en vigueur.

La Direction Sourcing Stratégique & Supply s'est donné comme objectif de mettre en place d'ici 2020 une démarche RSE pour la gestion de la chaîne d'approvisionnement des entités contrôlées du Groupe. Cette démarche est déclinée selon 3 axes : (i) le respect des délais de paiement des fournisseurs et sous-traitants, (ii) l'accompagnement de la politique Santé &Sécurité auprès des sous-traitants et (iii) l'intégration dans les processus opérationnels d'une démarche d'amélioration continue de la RSE et la formation des principaux acteurs à cette démarche.

Cette démarche, portée dans les processus opérationnels s'appuie sur les étapes clés suivantes : (i) Analyse des risques et opportunités par catégories Achats priorisée par pays, (ii) Plan de mitigation associé (définition de critères de qualification et de sélection des fournisseurs préférentiels, appréciation de la nécessité d'audit, due diligence..), (iii) Intégration des clauses contractuelles intégrant des systèmes de pénalités en cas de non compliance, (iv) Mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés revus.

3.8 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de gestion

Aux Actionnaires,

En notre qualité d'organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC [1] sous le numéro 3-1050 et membre du réseau de l'un des commissaires aux comptes de la société ENGIE, nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2017, présentées dans le rapport de gestion, ci-après les « Informations RSE », en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, préparées conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après le « Référentiel ») dont un résumé figure dans le rapport de gestion et disponible sur demande auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le Code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes professionnelles et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R. 225-105 du Code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère, conformément au Référentiel (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE).

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur la conformité aux autres dispositions légales applicables le cas échéant, en particulier celles prévues par l'article L. 225-102-4 du Code de commerce (plan de vigilance) et par la loi n° 2016-1691 du 9 décembre 2016 dite Sapin II (lutte contre la corruption).

Nos travaux ont mobilisé les compétences de onze personnes et se sont déroulés entre septembre 2017 et mars 2018 sur une durée totale d'intervention d'environ vingt semaines.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément aux normes professionnelles applicables en France et à l'arrêté du 13 mai 2013 déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et, concernant l'avis motivé de sincérité, à la norme internationale ISAE 3000 [2].

1. Attestation de présence des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion avec la liste prévue par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R. 225-105 alinéa 3 du Code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la société ainsi que ses filiales au sens de l'article L. 233-1 du Code de commerce et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L. 233-3 du même Code avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée aux paragraphes « Eléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2017 » et « Note de méthodologie des indicateurs sociaux » du rapport de gestion.

Conclusion

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons de la présence dans le rapport de gestion des Informations RSE requises.

(1) Portée d'accréditation disponible sur www.cofrac.fr

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical information

2. Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené des entretiens avec les personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE que nous avons considérées les plus importantes [1] :

- au niveau de l'entité consolidante et des « Business Units », nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions, etc.), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités [2] que nous avons sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, de leur implantation et d'une analyse de risque, nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente en moyenne 22 % des effectifs et entre 29 % et 91 % des informations quantitatives environnementales.

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

3

(1) ***Informations sociales*** *:*
Indicateurs (informations quantitatives) : Effectif total, Effectif total - répartition par zone géographique, Effectif total - répartition par CSP, Effectif total - répartition par type de contrat, Pyramide des âges sur l'effectif CDI, Effectif féminin, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Proportion d'alternants dans l'effectif, Proportion de salariés handicapés, pourcentage de salariés de moins de 25 ans et de plus de 50 ans dans les embauches CDI, Nombre d'embauches en CDI, Nombre d'embauches en CDD, Taux d'embauche, Taux d'embauche CDI, Nombre de licenciements, Turnover, Turnover volontaire, Pourcentage d'effectif formé, Pourcentage de femmes dans l'effectif formé, Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé, Nombre total d'heures de formation, Répartition des heures de formation par thème, Nombre d'heures de formation par personne formée, Jours d'absence par personne, Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Taux de fréquence, Taux de gravité (selon le référentiel français), Taux de gravité (selon le référentiel OIT), Nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles, Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays (par pays).
Informations environnementales et sociétales *:*
Indicateurs (informations quantitatives) : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001, Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – Électricité et chaleur produites, Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse), Émissions totales directes de GES scope 1, Eau douce (Prélèvement total et Rejet total), Eau non douce (Prélèvement total et Rejet total), Consommation d'eau totale, Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Émissions de NOx, Émissions de SO2, Émissions de poussières.
Informations qualitatives *: Analyse des différentes catégories d'émissions indirectes de gaz à effet de serre.*

(2) *Informations sociales et santé sécurité :*
BU France Renouvelables : Altiservice (BEE-France) ; BU France BtoB : Cofely ; BU France Réseaux : Electricité de Tahiti ; BU Royaume-Uni : ENGIE Services Limited, ENGIE FM Limited ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : ENGIE Romania – M&S, COFELY España, ENGIE Services AG ; BU Autres : PPE.,
Informations environnementales :
BU Asie Pacifique : GHECO1 (USD), Pelican Point Power Limited, Loy Yang B consolidated ; BU Brésil: Jorge Lacerda, Estreito, Machadinho, Salto Osório, ITASA ; BU Amérique Latine : Engie Generacion Monterrey, Central Termoelectrica Andina SA, Tocopilla CCGT (Unit 16), Tocopilla Conventional (Units 12 to 15), Inversiones Hornitos S.A., ILO 1 ; BU Amérique du Nord : Suez Denver Metro LLC, Pinetree Power-Fitchburg ; BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : UCH-II Power (Private) Limited, UCH Power (Private) Limited (full conso), National Prower Enerji AS ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : CLIMAESPACO, ENGIE Deutschland Consolidation (<20 MWth) ; BU Royaume-Uni : COFELY UK (< 500 MWth), Dinorwig ; BU Génération Europe : Roselectra, Combigolfe, Awirs, Maxgreen, Voghera, ENGIE Kraftwerk Wilhelshaven GmbH & Co. KG, ENGIE Kraftwerk Farge GmbH & Co. KGaA, Dunkerque DK6, Rotterdam, Maxima Centrale (ex-FLEVO), Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH,, Drogenbos, Knippegroen, Brussels Energy (Schaarbeek), Herdesbrug, Coo ; BU Benelux : Doel ; BU France Réseaux : Electricité de Tahiti – Consolidation (<300 MWth), Meudon, Compiègne, OOME, SESAS, Velidis, COGIF, SEFIR, Cristalia (Réseau de froid Levallois), SDCB SAS, GEOPICTA, GIE Soccram, Gennevilliers Energie, Plaine Commune Energie (incl E3123 Cogelyo IDF) ; BU France Renouvelables : ENGIE Green France, CNR ; BU Elengy : Fosmax LNG (Fos Cavaou) ; BU Exploration et Production International : ENGIE E&P Deutschland GmbH ; BU France BtoB : ENGIE Cofely IDF – Consolidation (<100 MWth) ; BU France BtoC : France – M&S – SAH – Savelys ; BU LNG : Global LNG.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées de manière sincère conformément au Référentiel.

Paris-La Défense, le 15 mars 2018

L'Organisme Tiers Indépendant

ERNST & YOUNG et
Associés

Alexis Gazzo Associé
développement durable

Bruno Perrin
Associé

3.9 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes d'ENGIE SA, nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les indicateurs environnementaux et sociaux sélectionnés par ENGIE SA et identifiés par le signe □□ aux paragraphes 3.2 et 3.3 du document de référence (ci-après « les Données [1] ») établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Responsabilité de la société

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE SA, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après les « Référentiels ») pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document de référence dans la partie « Eléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2017 » et « Note de méthodologie des indicateurs sociaux », disponibles sur demande au siège de la société auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L.822-11 du Code de commerce. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les Données ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules Données et non sur l'ensemble des paragraphes 3.2 et 3.3 du document de référence.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 [2].

- nous avons apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Données ;
- nous avons mené des entretiens auprès des personnes concernées de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe au siège et des Business Units (ci-après « BU ») afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels ;

(1) **Informations sociales et santé sécurité** : *Effectif total ; Effectif total - Répartition par zone géographique ; Effectif total - répartition par CSP, Effectif total - Répartition par type de contrat; Pyramide des âges sur l'effectif CDI ; Effectif féminin ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Pourcentage d'effectif formé ; Taux de* **fréquence.**
Informations environnementales : *Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS ; Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS) ; Consommation d'énergie primaire (excluant l'autoconsommation) – toutes activités ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus Biomasse) ; Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Emissions totales directes de GES – Scope 1.*

(2) *ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.*

- nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les Données et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Données ;
- nous avons testé les Données au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées [1] en fonction de leur activité, de leur contribution aux Données consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque. Nous avons mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente 50% des effectifs et entre 30% et 80% des informations environnementales.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance raisonnable. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative sur les Données ne peut être totalement éliminé.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les Données.

Conclusion

A notre avis, les informations sélectionnées par le Groupe et identifiées par le signe ■■ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du document de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense le 23 mars 2018

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés

Pascal Pincemin
Associé

Ernst & Young et Autres

Stéphane Pédron
Associé

(1) **Informations sociales et santé sécurité** : *Informations sociales et santé sécurité : BU Asie-Pacifique : ENGIE Services Australia & New Zealand Pty Ltd., DESA Australia Pty Ltd., Western Australia Mechanical Services Pty Ltd. ; BU Amérique Latine : Termika Holding SA ; BU Amérique du Nord : ENGIE North America Inc., Ecova Inc. ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : Cofely Espana SA, ENGIE Romania SA, ENGIE Services AG ; BU Royaume-Uni : ENGIE FM Ltd., ENGIE Services Ltd. ; BU Benelux : Services S.A., ENGIE Services Nederland NV ; BU France BtoB : pôles ENDEL, INEO, Cofely ; BU France Renouvelables: Altiservice SA ; BU France Réseaux : Electricité de Tahiti SA ; BU GRTgaz : GRTgaz SA ; BU GRDF : GRDF SA ; BU Autres : ENGIE SA (Entreprises et Collectivités).*
Informations environnementales : *BU Asie Pacifique : GHECO-One Ltd, Pelican Point Power Ltd, Loy Yang B Ltd; BU Brésil: Jorge Lacerda, Estreito, Machadinho, Salto Osório, ITASA ; BU Amérique Latine : Engie Generacion Monterrey, S.R.L de C.V.,Central Termoelectrica Andina SA, Tocopilla CCGT (Unité 16), Tocopilla Conventional (Unités 12 à 15), Inversiones Hornitos S.A., Ilo 1 ; BU Amérique du Nord : Suez Denver Metro LLC, Pinetree Power Fitchburg Inc; BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : UCH-II Power (Private) Ltd, UCH Power (Private) Ltd (full conso), National Prower Enerji AS ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : Climaespaco, ENGIE Deutschland (<20 MWth) ; BU Royaume-Uni : Cofely UK (< 500 MWth), First Hydro Ltd ; BU Génération Europe : Roselectra, Combigolfe, Awirs, Maxgreen, Voghera, ENGIE Kraftwerk Wilhelshaven GmbH & Co. KG, ENGIE Kraftwerk Farge GmbH & Co. KGaA, Dunkerque DK6, Rotterdam, Maxima Centrale (ex-FLEVO), Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH, Drogenbos, Knippegroen, Brussels Energy (Schaarbeek), Herdesbrug, Coo ; BU Benelux : Doel ; BU France Réseaux : Electricité de Tahiti (<300 MWth), Meudon, Compiègne, OOME, SESAS, Velidis, COGIF, SEFIR, Cristalia (Réseau de froid Levallois), SDCB SAS, GEOPICTA, GIE Soccram, Gennevilliers Energie, Plaine Commune Energie (y compris Cogelyo IDF) ; BU France Renouvelables : ENGIE Green France, SAS, CNR SA ; BU Elengy : Fosmax LNG SAS (Fos Cavaou) ; BU Exploration et Production International : ENGIE E&P Deutschland GmbH ; BU France BtoB : ENGIE Cofely IDF (<100 MWth) ; BU France BtoC : ENGIE Home Services SAS ; BU LNG : Global LNG .*

4

Gouvernement d'entreprise

4.1 Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise 106

4.1.1 Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance 106
4.1.2 Commissaire du gouvernement 120
4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités 120
4.1.4 Les Comités permanents du Conseil 123
4.1.5 Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux 126
4.1.6 Code de gouvernement d'entreprise 126
4.1.7 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 127

4.2 Assemblée Générale du 18 mai 2018 - Composition du Conseil d'Administration 128

4.3 Direction Générale 129

4.4 Éthique et compliance 130

4.4.1 Engagement au plus haut niveau du Groupe 130
4.4.2 Organisation et structure 130
4.4.3 Évaluation des risques 130
4.4.4 Textes de référence 131
4.4.5 Signalement et reporting des incidents éthiques 131
4.4.6 Formations et sensibilisations 131
4.4.7 Dispositif de contrôle 132

4.5 Plan de vigilance 133

4.5.1 Plan de vigilance commun au Groupe 133
4.5.2 Pilotage Groupe 133
4.5.3 Cartographie des risques majeurs Groupe liés au devoir de vigilance 133
4.5.4 Politiques de gestion des risques 133
4.5.5 Dispositif d'alerte et de recueil des signalements 134

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction 135

4.6.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 135
4.6.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 147
4.6.3 Provision de retraites 148
4.6.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs 148
4.6.5 Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 151
4.6.6 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties à, et levées par, chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur 154
4.6.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social - Historique des plans en vigueur 155
4.6.8 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés et levées par les dix salariés non-mandataires sociaux ayant exercé le nombre d'options le plus élevé 159
4.6.9 Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés 159
4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2017 159

4.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société 160

4.7.1 Organisation du contrôle interne 160
4.7.2 Dispositif du contrôle interne 161
4.7.3 Mise en œuvre du contrôle interne 162

4.8 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service 165

4.8.1 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 165
4.8.2 Transactions entre parties liées 168
4.8.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 168

4.1 Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent rapport, établi par le Conseil d'Administration en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, comprend les informations relatives à la composition du Conseil d'Administration et à l'application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein, aux conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et aux limitations de pouvoirs apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Ce rapport rappelle les dispositions applicables à la détermination des rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux.

Les principes et règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux figurent à la Section 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction».

Ce rapport a été présenté au Comité d'Audit et au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance pour les parties relevant de leurs domaines d'activité. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'Administration, dans sa séance du 7 mars 2018 (1).

4.1.1 Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance

4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Selon les termes de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé de 22 membres au plus dont 3 Administrateurs représentant les salariés du Groupe et un Administrateur représentant les salariés actionnaires.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans comme décrit en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

L'Assemblée Générale du 12 mai 2017 a élu Christophe Aubert Administrateur (en remplacement de Caroline Simon dont le mandat est arrivé à échéance).

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 19 membres, dont :

- 10 Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- 4 Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- 1 Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté, en vertu de l'article 4 de cette même ordonnance ;
- 3 Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce et ;
- 1 Administrateur représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du Code de commerce, élu par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Conseil d'Administration comprend 8 Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice» et 4.1.1.7 «Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 53%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Le Conseil d'Administration comprend 9 femmes Administrateurs sur 19. La loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 a instauré un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration. Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale ne sont pas pris en compte. Ainsi, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprenant trois Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 16 Administrateurs dont 9 sont des femmes, soit 56% de femmes.

ENGIE veille également à renforcer la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 19 Administrateurs, quatre ne sont pas français, soit 21%.

(1) Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 18 mai 2018 sont présentées en Section 4.2. «Assemblée Générale du 18 mai 2018 – Composition du Conseil d'Administration».

4.1.1.2 Administrateurs en exercice

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Gérard Mestrallet (68 ans) Président du Conseil	Français	16/07/2008	03/05/2016	2020	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Isabelle Kocher (51 ans) Directeur Général	Française	12/11/2014	03/05/2016	2020	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Ann-Kristin Achleitner (1) (51 ans)	Allemande	19/09/2012	28/04/2015	2019	Residenzstrasse 27 80333 Munich (Allemagne)
M. Edmond Alphandéry (1) (74 ans)	Français	16/07/2008	28/04/2015	2019	Banque Nomura 7 place d'Iéna 75016 Paris
M. Fabrice Brégier (1) (56 ans)	Français	03/05/2016	-	2020	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
M. Aldo Cardoso (1) (61 ans)	Français	20/11/2004	28/04/2015	2019	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Barbara Kux (1) (63 ans)	Suisse	28/04/2015	-	2019	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Françoise Malrieu (1) (71 ans)	Française	02/05/2011	28/04/2015	2019	19 avenue Léopold II 75016 Paris
Mme Marie-José Nadeau (1) (64 ans)	Canadienne	28/04/2015	-	2019	1515 Dr. Penfield, suite 1001 Montréal (Québec) H3G 2R8 (Canada)
Lord Ricketts of Shortlands (1) (65 ans)	Britannique	03/05/2016 (2)	-	2020	15 Queensmead Road Bromley, Kent BR2 0ER (Royaume-Uni)

(1) Administrateur indépendant (voir Section 4.1.1.7 «Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêt»).
(2) Avec prise d'effet au 1er août 2016.

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE SUR PROPOSITION DE L'ÉTAT

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Administrateurs du secteur public					
Mme Catherine Guillouard [1] (53 ans)	Française	28/04/2015	-	2019	RATP 54 quai de la Rapée – LAC A8A- 75599 Paris Cedex 12
Mme Stéphane Pallez (58 ans)	Française	19/04/2012	28/04/2015	2019	La Française des Jeux 126 rue Gallieni 92643 Boulogne-Billancourt Cedex
Administrateurs du secteur privé					
M. Patrice Durand (64 ans)	Français	14/12/2016	-	2019	22 avenue Théophile Gautier 75016 Paris
Mme Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (49 ans)	Française	28/04/2015	-	2019	Orange Gardens 44 avenue de la République 92320 Châtillon

(1) Depuis sa nomination le 2 août 2017 en qualité de Présidente-Directrice Générale de la RATP.

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT, NOMMÉ PAR ARRÊTÉ

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Mme Lucie Muniesa (43 ans)	Française	04/02/2016	-	2019	Ministère de l'Économie et des Finances Agence des Participations de l'État Bâtiment Colbert – Télédoc 228 139 rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12

ADMINISTRATEURS ÉLUS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Alain Beullier (53 ans)	Français	21/01/2009	2014	2018	Elengy Zone Portuaire – BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
M. Philippe Lepage (53 ans)	Français	28/04/2014	-	2018	Elengy Zone Portuaire – BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
M. Olivier Marquer (43 ans)	Français	01/06/2016 [1]	-	2018	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie

(1) Date à laquelle il a succédé à Mme Mourer pour la durée du mandat restant à courir.

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT LES SALARIÉS ACTIONNAIRES, ÉLU PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Christophe Aubert (53 ans)	Français	12/05/2017	-	2021	ENGIE Cofely 18 rue Thomas Edison 33610 Canejan

4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale

Gérard Mestrallet, né le 1er avril 1949

Gérard Mestrallet est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration. Après avoir occupé différents postes à la Direction du Trésor et au Cabinet du ministre de l'Economie et des Finances (J. Delors), Gérard Mestrallet entre en 1984 à la Compagnie Financière de SUEZ, en tant que chargé de mission. En 1986, il est nommé Délégué Général Adjoint pour les affaires industrielles. En 1991, il est nommé Administrateur Délégué et Président du Comité de Direction de la Société Générale de Belgique. En 1995, il devient Président-Directeur Général de la Compagnie de SUEZ.

Gérard Mestrallet est nommé Président-Directeur Général de GDF SUEZ (devenue ENGIE) lors de la fusion de SUEZ avec Gaz de France le 22 juillet 2008. En mai 2016, il devient Président du Conseil d'Administration d'ENGIE. Il est, par ailleurs, Président de l'Association Paris Europlace, Président honoraire du Conseil International du Maire de Chongqing, membre des Conseils internationaux du Maire de Shanghai et de Pékin, Administrateur de l'Université Tongji (Shanghai) et de Saudi Electricity Company (Arabie saoudite) ainsi que Docteur Honoris Causa de l'Université de Cranfield (Royaume-Uni).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Président du Conseil d'Administration	Président du Conseil d'Administration de SUEZ (1) (France) Administrateur de Société Générale (1) (France) Membre du Conseil de Surveillance de Siemens AG (1) (Allemagne)	Président-Directeur Général d'ENGIE (1) (France) Président du Conseil d'Administration d'ENGIE E.S. (2), d'Electrabel (2) et d'ENGIE Energy Management (2) (Belgique) Vice-Président du Conseil d'Administration d'Aguas de Barcelona (Espagne) Administrateur de Saint-Gobain (1) (France), de Pargesa Holding (1) (Suisse) et d'International Power Ltd (2) (Royaume-Uni) Président de la SAS GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies (2) (France)

(1) Société cotée.
(2) Groupe ENGIE.

Isabelle Kocher, née le 9 décembre 1966

Isabelle Kocher est diplômée de l'École Normale Supérieure. Elle est également ingénieur du Corps des mines et titulaire d'une agrégation de physique. De 1997 à 1999, elle est en charge du budget des télécommunications et de la défense au ministère de l'Économie. De 1999 à 2002, elle est conseillère pour les affaires industrielles au Cabinet du Premier ministre (Lionel Jospin). En 2002, elle rejoint le Groupe Suez, qui deviendra ENGIE, où elle occupe pendant douze ans divers postes fonctionnels et opérationnels : de 2002 à 2005, au département Stratégie et Développement ; de 2005 à 2007, Directeur de la Performance et de l'Organisation ; de 2007 à 2011, Isabelle Kocher est Directeur Général Délégué de Lyonnaise des Eaux puis Directeur Général. De 2011 à 2014, elle est Directeur Général Adjoint en charge des Finances du Groupe. Le 12 novembre 2014, elle devient Administrateur, Directeur Général Délégué en charge des Opérations du Groupe. Le 3 mai 2016, elle est nommée Directeur Général d'ENGIE.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Directeur Général	Présidente d'Electrabel (2) (Belgique) Administrateur d'Axa (1) et de SUEZ (1) (France)	Directeur Général Délégué d'ENGIE (France) Vice-Présidente d'Electrabel (2) (Belgique) Administrateur d'ENGIE E.S (2) (France) et d'International Power (Royaume-Uni) (2)

(1) Société cotée.
(2) Groupe ENGIE.

Ann-Kristin Achleitner, née le 16 mars 1966

Docteur en administration des affaires, Docteur en droit et titulaire d'une habilitation à diriger des recherches de l'Université de St. Gall (HSG – Suisse), Ann-Kristin Achleitner a exercé successivement les fonctions de consultant auprès de MS Management Service AG à St. Gall (1991-1992), puis de Maître de conférence en finance et audit externe à l'Université de St. Gall (1992-1994). Depuis 1994, elle est enseignante en administration des affaires (finance et comptabilité) à l'Université de St. Gall. En 1994, elle devient consultante au sein de McKinsey & Company Inc à Francfort (Allemagne), puis en 1995 elle est titulaire de la chaire en banque et en finance et Présidente du Conseil de l'Institut für Finanzmanagement, European Business School à l'International University Schloss Reichartshausen à Oestrich-Winkel (Allemagne). Depuis 2001, elle est titulaire de la chaire en finance d'entreprise à l'Université technique de Munich où elle devient en 2003 Co-Directeur scientifique du Centre d'étude sur l'entreprise et la finance. En 2009, elle était également Professeur associé en finance d'entreprise à l'Université de St. Gall.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Membre de la Commission Gouvernementale sur le Code allemand de gouvernement d'entreprise Membre du Conseil de Surveillance de Linde AG [1], Metro AG (jusqu'en février 2017) [1], MunichRe [1] (Allemagne) Membre du Conseil d'Administration de Johannes B. Ortner-Stiftung (Allemagne) Conseil économique de l'Ambassade de France à Berlin (Allemagne)	Membre du Conseil de Helmholtz-Validierungsfonds, de la Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren et de Fraunhofer Gesellschaft Membre du Conseil de Surveillance de Metro AG (depuis février 2017) [1] (Allemagne) Membre du Comité Consultatif du Social Entrepreuneurship Akademie (SEA) Membre du Comité Financement des Entreprises sociales au sein de KfW-Bankengruppe pour le compte du ministère fédéral allemand de la famille, des personnes âgées, des femmes et de la jeunesse (BMFSFJ)

(1) Société cotée.

Edmond Alphandéry, né le 2 septembre 1943

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques, Edmond Alphandéry est Professeur Émérite à l'Université de Paris II. Maire de Longué-Jumelles et Conseiller général du Maine-et-Loire jusqu'en 2008, il a été ministre de l'Économie de mars 1993 à mai 1995. Il a présidé le Conseil de Surveillance de la CNP de 1988 à 1993 et fut Président d'Électricité de France de 1995 à 1998. De juillet 1998 à juillet 2012, il a assumé à nouveau la Présidence de CNP Assurances. De janvier 2014 à juillet 2016, il a été Président du Centre d'études politiques européennes (CEPS).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies Membre du Comité d'Audit	Senior Advisor de Nomura Securities (France) Membre du Conseil d'Administration de la Fondation «Stichting Continuïteit ST» (Pays-Bas) Membre de l'«Advisory Committee» d'Omnès Capital (France) Membre de l'«Advisory Board» de Montrose (Royaume-Uni) Vice-Président du Club of Three (depuis août 2017) Membre du Conseil consultatif de Quadrille (France)	Président du Centre des Professions Financières Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances [1] Président de CNP International Président du CEPS (Center for European Policy Studies) (Belgique) Administrateur de Neovacs (France), Caixa Seguros (Brésil) et de CNP Vita (Italie) Censeur de Crédit Agricole CIB (France) Membre de l'«Advisory Board» de A.T. Kearney France

(1) Société cotée.

Fabrice Brégier, né le 16 juillet 1961

Ancien élève de l'École Polytechnique, Ingénieur en chef au Corps des mines, Fabrice Brégier a débuté sa carrière à la Direction régionale de l'industrie et de la recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé Sous-Directeur des affaires économiques, internationales et financières à la Direction Générale de l'alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations de Conseiller auprès de différents ministres, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense en 1993 où il sera successivement Président de joint-ventures franco-allemandes puis Directeur des Activités de Tir à Distance de Sécurité au sein de Matra BAe Dynamics. En 1998, il devient CEO de Matra BAe Dynamics, avant d'être nommé en 2001 CEO de MBDA, société européenne leader des systèmes de missiles. Il rejoint Eurocopter début 2003 dont il devient le Président et CEO en avril. Il est nommé en 2005 Directeur de la division Eurocopter et membre du Comité Exécutif d'EADS puis en 2006 Chief Operating Officer d'Airbus et membre du Comité Exécutif d'EADS. En 2012, Fabrice Brégier est nommé Président et CEO d'Airbus.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Président et CEO d'Airbus [1]	Directeur Général Délégué et COO d'Airbus [1]

(1) Société cotée.

Aldo Cardoso, né le 7 mars 1956

Diplômé de l'École Supérieure de Commerce de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et du diplôme d'expertise comptable, Aldo Cardoso a exercé, de 1979 à 2003, plusieurs fonctions successives chez Arthur Andersen : consultant, associé (1989), Président France (1994), membre du Conseil d'Administration d'Andersen Worldwide (1998), Président du Conseil d'Administration (non exécutif) d'Andersen Worldwide (2000) et Directeur Général d'Andersen Worldwide (2002-2003). Depuis 2003, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

4

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité d'Audit (jusqu'au 13 décembre 2017) Membre du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Président du Conseil d'Administration de Bureau Veritas [1], Administrateur de Imerys [1], Worldline [1] (France)	Administrateur de Accor [1], Gecina [1], Rhodia [1] et GE Corporate Finance Bank SAS (France), Mobistar [1] (Belgique) Censeur d'Axa Investment Managers (France)

(1) Société cotée.

Barbara Kux, née le 26 février 1954

Diplômée d'un MBA avec mention de l'INSEAD de Fontainebleau, Barbara Kux a rejoint McKinsey & Company comme consultante en Management en 1984 où elle a été responsable de missions stratégiques pour des groupes mondiaux. Après avoir été responsable du développement des marchés émergents chez ABB puis chez Nestlé entre 1989 et 1999, elle a été Directeur de Ford Motor Company en Europe de 1999 à 2003. Mme Kux devient, en 2003, membre du Comité de direction du groupe Philips en charge, à partir de 2005, du développement durable. De 2008 à 2013, elle a été membre du Directoire de Siemens AG, responsable du développement durable et en charge de la chaîne d'approvisionnement. Depuis 2013, elle est Administrateur de diverses sociétés internationales de rang mondial et est également membre de l'Advisory Board de l'INSEAD où elle enseigne comme «Director for Corporate Governance» la gouvernance d'entreprise. En 2016, elle est nommée par la Commission européenne comme membre dans un groupe d'experts de haut niveau afin d'élaborer un plan pour la décarbonisation en Europe.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Vice-Président de Firmenich SA (Suisse) Administrateur de Pargesa Holding SA [1] (Suisse) Membre du Conseil de Surveillance de Henkel AG & Co KGaA [1] (Allemagne) Membre du High Level Panel de la Commission européenne pour la décarbonisation de l'Europe Membre du Advisory Board de l'INSEAD	Membre du Directoire de Siemens AG [1] (Allemagne) Administrateur de Umicore [1] (Belgique) et Total SA [1](France)

(1) Société cotée.

Françoise Malrieu, née le 7 février 1946

Diplômée des Hautes Études Commerciales, Françoise Malrieu commence sa carrière en 1968 à la BNP en tant qu'analyste financier. En 1979, elle devient adjoint au Directeur du département d'analyse financière et, en 1983, Directeur de ce service. En 1987, elle intègre Lazard Frères et Cie en qualité de Directeur aux affaires financières, avant d'être nommée en 1993 gérant puis associé-gérant. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank France en tant que Managing Director. En 2004, elle est nommée Directeur Général de la Société Financière de Grenelle. De 2006 à 2009, elle est senior Advisor d'Aforge Finance, société indépendante de conseil financier en fusions, acquisitions et restructurations. Fin 2008, elle participe à la création de la Société de Financement de l'Économie Française dont elle est nommée en 2009 Président du Conseil d'Administration et du Comité d'Audit. Elle exerce également divers mandats dans le secteur associatif, notamment en tant qu'Administrateur d'Ares et Président d'Arescoop et Administrateur de l'Institut Français des Administrateurs (IFA).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Administrateur de La Poste, Lazard Frères Banque (France)	Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française – SFEF (France)
Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA (France)	Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché
Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies (France)	Administrateur d'Aéroports de Paris [1] (France)
Membre du Comité d'Audit		

(1) Société cotée.

Marie-José Nadeau, née le 28 mai 1953

Titulaire d'une maîtrise de droit public et d'une licence de droit civil de l'Université d'Ottawa, Marie-José Nadeau fait son stage de droit à la Cour suprême du Canada. Après avoir exercé la pratique du droit au sein du gouvernement fédéral, elle rejoint le gouvernement du Québec en 1986 pour y occuper diverses fonctions stratégiques aux ministères de l'Environnement et de l'Énergie. Elle rejoint en 1993 Hydro-Québec où elle exerce les fonctions de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives pendant 22 ans. Début janvier 2015, elle décide de faire valoir ses droits à la retraite et se consacre à ses activités non exécutives. Elle est Présidente du Conseil mondial de l'énergie jusqu'à la fin de 2016. Elle est également Vice-Présidente du Conseil et membre du Comité Exécutif de l'Orchestre symphonique de Montréal et Administrateur chez Metro Inc., société canadienne de commerce de détail. Elle est régulièrement invitée à titre de conférencière dans divers forums internationaux spécialisés dans le secteur énergétique. Elle est membre de l'Ordre du Canada.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)	Secrétaire Générale et Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada)
Membre du Comité d'Audit	Administrateur de Metro Inc. (1)	Administrateur du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)
Présidente du Comité d'Audit (depuis le 14 décembre 2017)	Administrateur de l'Orchestre Symphonique de Montréal (Canada), Vice-Présidente du Conseil	Administrateur de l'Université Concordia (Canada), Vice-Président du Conseil
Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Administrateur de l'Advisory Council d'Electric Power Research Institute (États-Unis)	Administrateur de Churchill Falls and Labrador Corporation Limited (Canada)

(1) Société cotée.

Lord Ricketts of Shortlands, né le 30 septembre 1952

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts (MA) de littérature anglaise du Pembroke College, Honorary DLC de l'Université du Kent et Honorary LLD de l'Université de Bath, Peter Ricketts a débuté sa carrière en 1974 au Foreign and Commonwealth Office (FCO). Il a été affecté en 1975 comme Attaché politique à Singapour ; il a ensuite été en poste auprès de la délégation du Royaume-Uni à l'OTAN à Bruxelles avant de rejoindre le FCO, où il exerce les fonctions de Directeur Adjoint du cabinet de Sir Geoffrey Howe, ministre des Affaires étrangères en 1983, de premier secrétaire d'Ambassade à Washington (États-Unis) en 1985, de Chef de division à Hong-Kong en 1990, de Conseiller aux affaires européennes et économiques à l'Ambassade en France en 1995 et de Directeur Politique adjoint en 1997. Il est nommé en 2000 Président du Joint Intelligence Committee puis en 2001 Directeur politique du FCO. De 2003 à 2006, il est représentant permanent du Royaume-Uni à l'OTAN. Il devient en 2006 Secrétaire Général du FCO, puis en 2010 Conseiller pour la sécurité nationale au Royaume-Uni. Enfin, de 2012 à janvier 2016, il a été Ambassadeur du Royaume-Uni en France et à Monaco.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Néant	Néant

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Administrateurs du secteur public

Catherine Guillouard, née le 23 janvier 1965 (1)

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Catherine Guillouard est également titulaire d'un DESS en droit communautaire. Elle a débuté sa carrière en 1993, à la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances au sein du bureau Afrique – zone Franc, puis au sein du Bureau des affaires bancaires. Elle occupe ensuite diverses fonctions au sein d'Air France, notamment en tant que Directeur Adjoint du contrôle de gestion, Directeur Délégué aux opérations aériennes, Délégué Général ressources humaines et changement, puis, entre 2005 et septembre 2007, en tant que Directeur des Affaires Financières. En septembre 2007, elle devient Directeur Financier et membre du Comité Exécutif d'Eutelsat. En avril 2013, elle devient Directeur Finances, Contrôle et Juridique Groupe de Rexel, dont elle devient Directeur Général Délégué en mai 2014 jusqu'en février 2017. Elle a été nommée Présidente-Directrice Générale de la RATP par décret du Président de la République le 2 août 2017.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Présidente-Directrice Générale de la RATP (depuis le 2 août 2017) (France) Directeur Général Délégué de Rexel (depuis mai 2014) (2) (France) Administrateur d'Airbus (2) (France)	Administrateur de Technicolor (2) et d'Aéroports de Paris (2) (France)

(1) Mme Catherine Guillouard est administrateur du secteur public depuis sa nomination en qualité de Présidente-Directrice Générale de la RATP.
(2) Société cotée.

Stéphane Pallez, née le 23 août 1959

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Stéphane Pallez a débuté sa carrière professionnelle à la Direction du Trésor de 1984 à 2004 où elle a exercé successivement les fonctions d'Administrateur civil (1984-1988), Administrateur suppléant représentant la France à la Banque Mondiale à Washington (1988-1990), Chef de bureau «Affaires Monétaires Internationales et G7» (1990), Conseiller technique au Cabinet du ministre de l'Économie et des Finances (1991-1993), Chef de bureau «réglementation bancaire et banques nationales» (1993-1995), Sous-Directeur «Assurances» (1995-1998), Sous-Directeur en charge des participations de l'État, responsable des secteurs transport, énergie, hautes technologies, banque et assurance (1998-2000) et Chef du Service des Affaires Européennes et Internationales à la Direction du Trésor (2000-2004). En 2004, elle devient Directeur Financier Délégué de France Telecom-Orange avant de devenir, le 28 avril 2011, Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance. Elle est Présidente-Directrice Générale de la Française des Jeux depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Présidente-Directrice Générale de la Française des Jeux (France) Administratrice de CNP Assurances [1] et Positive Planet (France) Membre du Conseil de Surveillance d'Eurazeo [1] (France)	Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance (CCR)

(1) Société cotée.

Administrateurs du secteur privé

Patrice Durand, né le 11 mai 1953

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École Nationale d'Administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que Sous-préfet, directeur de cabinet du Préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau énergie, transports, mines et secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau biens d'équipement et autres participations et sous-directeur des participations à la direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la direction centrale des risques, de l'inspection générale, des affaires juridiques, de la gestion d'actifs, de l'informatique et des traitements avant de devenir en 2002 Directeur Général Délégué du groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du fonctionnement et de la logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint finances et administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint finances et opérations du groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 1er mars 2017)	Administrateur de Ingenico Holding Asie (Hong-Kong) et Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd (Chine) Membre du Conseil de surveillance de GCS Holding BV, Global Collect Services BV (Pays-Bas)	Président de la Sogeade (France) Administrateur de Sogepa (France), Ingenico do Brasil Ltda (Brésil), Ingenico Holdings Asia II Limited (Hong-Kong), Ingenico Mexico, SA de C.V (Mexique), Ingenico Corp, Ingenico Inc (Latin America), Ingenico Inc. (États-Unis) Administrateur suppléant de Fixed & Mobile Pte. Ltd (Singapour) Censeur de Nanjing ZTE-Ingenico Network Technology CO. Ltd (Chine) Chief Finance and Operations Officer Ingenico (France)[1]

(1) Société cotée.

Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, née le 13 mars 1968

Diplômée de l'École Normale Supérieure, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est également ingénieur du Corps des mines. Elle a débuté sa carrière en 1996, à la Direction Régionale Paris, Département Réseau de Distribution de France Télécom. Elle occupe ensuite diverses fonctions de direction au sein du groupe dénommé Orange depuis le 1er juillet 2013, notamment dans les activités Marketing, Recherche et Développement, et Réseaux internationaux et Entreprise. Depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange (1) (France) Administrateur de l'Agence Nationale des Fréquences (France), de Valéo (1) (France) et des sociétés Orange Roumanie (Roumanie), Nordnet, Soft@Home et Viaccess (France)	Directrice d'International and Backbone Network Factory du Groupe Orange et Directrice de la R&D du Groupe Orange Administrateur des sociétés Next.com, France Telecom R&D UK Ltd, France Telecom R&D Beijing Company Limited, France Telecom Japan Company Ltd, OrangeDistribution Censeur au Conseil de surveillance de Cloudwatt Membre du comité de surveillance d'Orange Marine

(1) Société cotée.

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté

Lucie Muniesa, née le 22 février 1975

Ancienne élève de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (Ensae), Lucie Muniesa a débuté sa carrière à l'Insee, avant d'être nommée adjointe au chef de bureau des Concentrations et aides à la Direction Générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes en 2002. Elle a rejoint l'APE en 2004, en qualité d'adjointe aux chefs des bureaux sectoriels «Énergie, Chimie et autres participations» et «La Poste – France Telecom», avant d'être nommée Secrétaire Générale de l'APE en 2007. En 2010, Lucie Muniesa a rejoint Radio France, en qualité de directrice financière puis directrice générale adjointe en charge des finances, achats, juridique et du développement des ressources propres, avant de devenir en 2014, directrice, Secrétaire Générale adjointe du ministère de la Culture et de la Communication. En février 2016, Lucie Muniesa est nommée Directrice Générale Adjointe de l'APE.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Administrateur, en qualité de Représentant de l'État, de Safran (1), d'Orange (1), de CDR (Consortium de Réalisation) et de la SAS Palais de Tokyo (depuis le 21 novembre 2017) (France) Administrateur de Dexia (1) (Belgique)	Administrateur, en qualité de représentant de l'État, du Palais de Tokyo, de la Française des Jeux et de l'Établissement public du parc et de la grande halle de la Villette Membre représentant le ministère chargé de la culture au Conseil d'Administration de l'École nationale supérieure des beaux-arts Membre suppléant représentant le ministère chargé de la culture au Conseil d'Administration du Centre national de la chanson, des variétés et du jazz, de l'Opéra national de Paris et de l'Établissement public de la cité de la Musique – Philharmonie de Paris Membre suppléant en qualité de personnalité qualifiée au Conseil d'Administration de l'Établissement public la Monnaie de Paris

(1) Société cotée.

Administrateurs élus représentant les salariés

Alain Beullier, né le 26 mars 1964

Recruté en 1984, Alain Beullier a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF Services en région parisienne. Actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale, il a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège «autres salariés», par suffrage des salariés le 18 décembre 2008. Alain Beullier est titulaire du certificat d'administrateur de sociétés délivré par Sciences Po Exécutive Éducation et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2016.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération chimie énergie — CFDT Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Néant	Néant

Philippe Lepage, né le 17 juin 1964

Recruté en 1982, Philippe Lepage a exercé d'octobre 1982 à juillet 2002 la fonction de Technicien de maintenance courant fort, de juillet 2002 à janvier 2009 la fonction de Tableautiste et depuis janvier 2009 la fonction d'Assistant chef de quart au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Philippe Lepage a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège «autres salariés», par suffrage des salariés le 14 mars 2014.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière — CGT Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Administrateur, représentant les salariés, et membre du Comité des Investissements d'Elengy (France) (1)	Néant

(1) Groupe ENGIE

Olivier Marquer, né le 28 juin 1974

Titulaire d'un diplôme d'ingénieur et d'un mastère en ingénierie du gaz, Olivier Marquer rejoint la Direction de la Recherche de Gaz de France en 2000 en tant que chef de projet. Entre 2004 et 2016, il a exercé différentes fonctions de ventes et de marketing sur le segment des Grands Comptes. Début 2016, il est nommé chef du département *Pricing* gaz et électricité de l'activité Giant au sein de GEM.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-CGC Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Néant	Néant

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale

Christophe Aubert, né le 4 avril 1964

Christophe Aubert a travaillé dans de nombreuses entreprises telles que Technicatome (CEA), Staefa control system, Landis&Gyr (Siemens) et Industelec (EDF), puis a rejoint ENGIE Cofely en février 2002, en tant que responsable commercial au sein d'une agence territoriale dans le Sud-Ouest, avant d'intégrer en 2007 la direction commerciale régionale Sud-Ouest comme chef de projet de développement commercial sur les marchés tertiaire et industriel.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2017	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur (depuis le 12 mai 2017) Parrainé par la Fédération Construction Bois – CFDT Membre du Comité d'Audit (depuis le 28 juin 2017)	Membre du Conseil de Surveillance des FCPE Link France et ORS 2015 France Co-gérant de la société MAAC IMMO	

4.1.1.4 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration et de ses Comités

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités en 2017 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance avec l'assistance d'un consultant externe.

Il s'agissait, comme tous les deux ans, d'une évaluation allégée permettant essentiellement de mesurer les évolutions par rapport aux recommandations issues de l'évaluation approfondie réalisée un an auparavant.

Un projet de questionnaire a été validé par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Ce questionnaire comprenait à la fois des questions fermées, permettant un suivi statistique des réponses reçues, et des questions ouvertes, permettant aux Administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations et des propositions d'évolution. L'envoi du questionnaire a été suivi d'un entretien individualisé mené par le consultant externe avec le Président du Conseil, le Directeur Général, les présidents de Comité, le nouvel administrateur et les administrateurs qui en ont exprimé le souhait.

Les questions ont porté notamment sur la stratégie et la performance, la connaissance des métiers du Groupe et les rapports avec le management, la gestion et le contrôle des risques, l'organisation et la logistique des réunions du Conseil, le séminaire stratégique du Conseil et le fonctionnement des Comités.

La restitution des travaux a été faite au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance du 1er mars 2018 et au Conseil d'Administration du 7 mars 2018.

Les résultats de l'évaluation sont en progression par rapport à l'année précédente. La collégialité des débats et l'écoute mutuelle restent très fortes.

Les progrès les plus notables se trouvent dans :

- le contenu et la richesse des dossiers de présentation de projets, qui permettent une compréhension des enjeux des marchés et des mouvements stratégiques ;
- le séminaire stratégique très riche également ;
- le suivi des résultats des BUs et
- le travail de Comités.

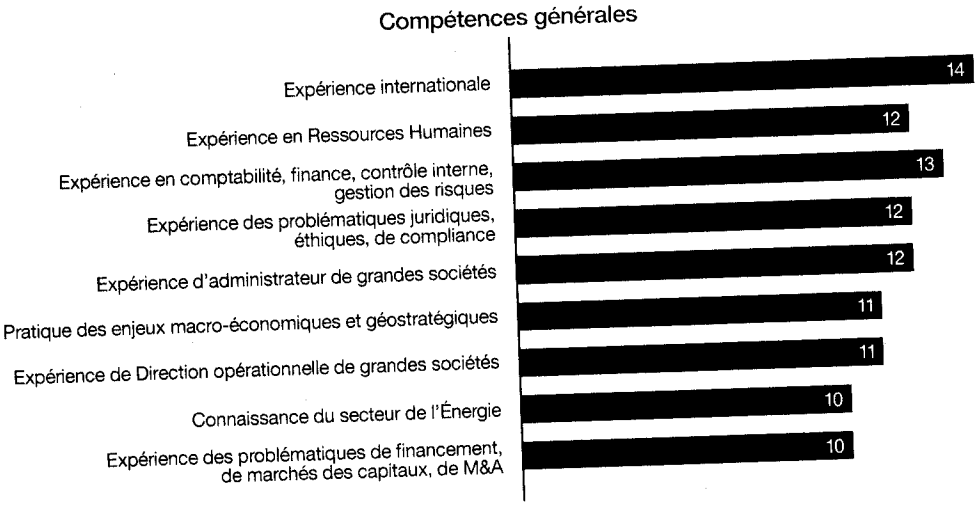
Des marges de progression demeurent notamment sur l'analyse du paysage concurrentiel et des raisons des mouvements stratégiques des concurrents et l'information sur les enjeux de ressources humaines en lien avec la transformation du Groupe.

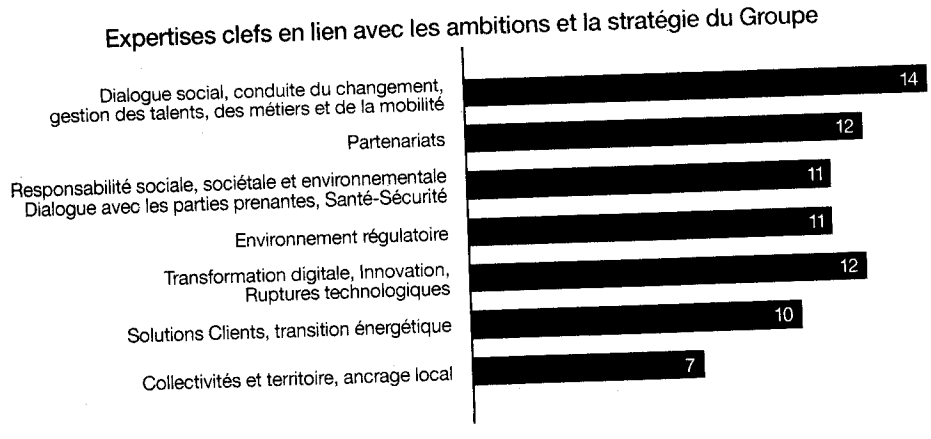
Le Conseil d'Administration a pris acte des recommandations issues des travaux d'évaluation qu'il partage et donnera les suites nécessaires à celle-ci.

Enfin, comme annoncé l'année passée, le taux de participation individuel des administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2017 est pour la première fois rendu public (cf. section 4.1.3.4 ci-après).

4.1.1.5 Diversité des compétences au sein du Conseil

Le Conseil d'Administration a décidé de recenser et de publier les compétences rassemblées en son sein afin de s'assurer que les différentes dimensions à prendre en considération puissent être adéquatement appréhendées permettant ainsi une vision globale et intégrée des enjeux. Cette cartographie a été établie par autoévaluation par chaque Administrateur dans le cadre du processus d'évaluation annuelle du Conseil d'Administration mené, début 2017, sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance avec l'assistance d'un expert externe. Elle a été mise à jour, début 2018, du remplacement de Caroline Simon, administrateur représentant les salariés actionnaires, par Christophe Aubert. Ont été recensées à la fois les compétences d'ordre général et les compétences plus spécifiques arrêtées par le Conseil d'Administration. La cartographie ci-dessous qui en résulte montre une répartition complète et équilibrée entre les différents types de compétences requises et apportées au Conseil d'Administration par ses 19 membres.





4.1.1.6 Nombre d'actions et stock-options d'ENGIE détenues par les Administrateurs en exercice

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	96 047 (1)	0
Isabelle Kocher	7 116 (2)	0
Ann-Kristin Achleitner	50	N/A
Edmond Alphandéry	2 923	N/A
Christophe Aubert	60 (3)	N/A
Alain Beullier	51	N/A
Fabrice Brégier	50	N/A
Aldo Cardoso	1 038	N/A
Patrice Durand	750 (3)	N/A
Catherine Guillouard	0 (3)	N/A
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	0 (3)	N/A
Barbara Kux	50	N/A
Philippe Lepage	287	N/A
Françoise Malrieu	1 419	N/A
Olivier Marquer	50	N/A
Lucie Muniesa	0 (3)	N/A
Marie-José Nadeau	50	N/A
Stéphane Pallez	200 (3)	N/A
Lord Ricketts of Shortlands	250	N/A

(1) Inclut les Actions de Performance acquises figurant au 4.8.7.4 ci-dessous et les levées simples d'options figurant au 4.8.10 ci-dessous.
(2) Inclut les Actions de Performance acquises figurant au 4.8.7.5 ci-dessous et les levées simples d'options figurant au 4.8.10 ci-dessous.
(3) L'obligation statutaire de détenir au moins 50 actions ne s'applique pas aux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.7 Indépendance des Administrateurs en exercice - conflits d'intérêts

Indépendance

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance lors de sa séance du 1er mars 2018, puis par le Conseil d'Administration le 7 mars 2018.

Ces instances ont a examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Outre les deux dirigeants mandataires sociaux, il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Lucie Muniesa, Administrateur représentant de l'État, désigné en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 précité ainsi que Patrice Durand, Catherine Guillouard, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Stéphane Pallez, élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de cette même ordonnance ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Olivier Marquer, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce et Christophe Aubert, Administrateur représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du même Code.

Huit Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir Section 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 53%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Comme mentionné à la section 4.1.1.7 du Document de référence 2016 à laquelle il est renvoyé, un certain nombre d'éléments avaient conduit le Conseil d'Administration à considérer qu'Aldo Cardoso pouvait être qualifié d'indépendant.

Toutefois, au vu des meilleures pratiques de place, le Conseil d'Administration du 7 mars 2018 a considéré qu'il perdrait sa qualité d'indépendant lors de l'Assemblée Générale des actionnaires statuant sur les comptes 2017.

Afin de préparer cette échéance, Aldo Cardoso a démissionné dès le 13 décembre 2017 de sa fonction de Président du Comité d'Audit et a été remplacé depuis cette date par Marie-José Nadeau, administratrice indépendante, à la présidence de ce comité.

Conflits d'intérêts

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflits d'intérêts potentiels entre les devoirs, à l'égard d'ENGIE, des Administrateurs et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs et les autres principaux cadres dirigeants d'ENGIE.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs, ni dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre ou liquidation, fait l'objet d'une incrimination et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.3.2 «Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration») prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.2 Commissaire du gouvernement

La fonction de Commissaire du gouvernement est décrite en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

Cette fonction est assurée par Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014. Anne-Florie Coron a été nommée par arrêté du 5 mai 2017 en qualité de suppléante, en remplacement de Florence Tordjman.

4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités

4.1.3.1 Attributions du Conseil d'Administration

En vertu des dispositions légales et réglementaires et de l'article 15.1 des statuts de la Société, le Conseil d'Administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent. Le Conseil veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme. Le Conseil d'Administration procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns.

Outre les questions réservées à la compétence du Conseil par les dispositions législatives et réglementaires applicables, le Directeur Général doit obtenir, en application des dispositions du Règlement Intérieur (article 2.2), l'autorisation préalable du Conseil pour les décisions suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, joint-ventures, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 500 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- toutes opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 500 millions d'euros ;
- en cas de litige, tous traités et transactions, tous compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- tous projets d'achat à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
  - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
  - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- toutes opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- toutes opérations d'acquisition, ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- toutes opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
  - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
  - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances.

Le Conseil autorise chaque année le Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties pour un montant qu'il détermine.

En outre, le Directeur Général doit obtenir l'avis préalable du Conseil pour conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Enfin, le Conseil examine, au moins une fois par an, le budget, la stratégie industrielle du Groupe, la stratégie financière du Groupe, l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe et la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

4.1.3.2 Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration

Le fonctionnement du Conseil est défini par l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration, lequel précise, dans ses dispositions, les

voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son Règlement Intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre. Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective dans les conditions et selon les modalités prévues au Règlement Intérieur.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité Central d'Entreprise, Mohamed Boutarfa, qui disposent d'une voix consultative ainsi que le Directeur Général Adjoint – Secrétaire Général, le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, le Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines Groupe et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

L'article 1.3.1 du Règlement Intérieur prévoit que le Président organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations et fait observer le Règlement Intérieur. Il peut à tout moment suspendre la séance. Il veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil. Il s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole. Le Président s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

Le Président veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis, et à l'application des principes de bonne gouvernance. Il veille notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside, répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci.

Le Président se coordonne avec le Directeur Général, qui assure seul la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, il peut être consulté par le Directeur Général sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président peut exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe. Cette action est conduite en étroite liaison avec le Directeur Général.

Le Président consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toute circonstance les valeurs et l'image du Groupe.

Le Président est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation du Directeur Général, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

Le Président informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances.

Le Président est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil.

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur du Conseil d'Administration.

Le Président participe à l'organisation de l'auto-évaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

En concertation avec le Directeur Général, si nécessaire, le Président apporte son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.

Une fois par an également, hors la présence du Directeur Général et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Président tient une réunion d'Administrateurs pour procéder à l'évaluation de la performance du Directeur Général. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de ces réunions. Toutefois, le Président peut inviter les Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances. Ces fonctions sont assurées par Patrick van der Beken.

Conformément aux stipulations de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires (un tableau récapitulatif du nombre d'actions et de stock-options détenues personnellement par les mandataires sociaux figure à la Section 4.1.1.6 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur a été modifié le 1er mars 2017.

Les modifications ont porté sur le libellé et les missions du Comité des Nominations et des Rémunérations, devenu le 1er mars 2017 *«le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance»*, afin de refléter le plan de travail arrêté par le Comité et présenté au Conseil. Les missions du Comité pour l'Éthique, Environnement et le Développement durable ont été actualisées. La composition du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies a été revue.

Différentes modifications ont été apportées en 2017 afin de mettre le Règlement Intérieur en conformité avec les évolutions législatives et réglementaires en matière de Comité d'Audit et de Commissariat aux comptes, d'abus de marché ainsi qu'avec la version révisée en novembre 2016 du Code Afep-Medef.

Le Règlement Intérieur comprend sous la forme d'annexes la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur prévoit notamment les règles afférentes à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de

l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, au conflit d'intérêt, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses Comités est présenté en Section 4.1.3.4.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relativement aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié applicables aux Administrateurs, mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

Les principales dispositions des statuts de la Société et du Règlement intérieur du Conseil sont rappelées à la Section 7.1 ci-après.

En complément de ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

4.1.3.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2017, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à quatorze reprises avec un taux moyen de participation de 90%.

Lors de ces réunions, le Conseil d'Administration d'ENGIE a notamment examiné et délibéré sur les sujets suivants : la marche des affaires et la stratégie du Groupe, l'arrêté des comptes de l'exercice 2016, les informations financières des premier et troisième trimestres 2017, la composition du Conseil et de ses Comités, l'arrêté des comptes semestriels 2017, les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur le dividende 2017, l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil, la convocation de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires, la situation du nucléaire en Belgique, la revue et cartographie des risques du Groupe, le bilan santé et sécurité, la déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, le renouvellement de l'autorisation d'émettre des obligations et de l'autorisation concernant les cautions, avals et garanties, la procédure des missions non-audit des Commissaires aux comptes, l'attribution d'Actions de Performance, l'offre réservée aux salariés (Link 2018), le budget et le plan d'affaires à moyen terme, l'évaluation et la rémunération des dirigeants mandataires sociaux.

Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration a été consacré aux sujets suivants : réflexions sur l'avenir et les enjeux du Groupe en matière de croissance et de création de valeur, la stratégie pour la Belgique, les activités *upstream* et *midstream* de GNL et le désengagement du charbon, les relais de croissance avec un focus sur les solutions clients ainsi que les leviers d'accélération.

4.1.3.4 Participation des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses Comités en 2017

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
Gérard Mestrallet	100%				
Isabelle Kocher	100%				
Ann-Kristin Achleitner	86%				
Edmond Alphandéry	100%	100%	100%		100%
Christophe Aubert [1]	100%	67%			
Alain Beullier	93%				
Fabrice Brégier	57%			100%	
Aldo Cardoso	79%			83%	
Patrick Durand [2]	100%	100%	93%		
Catherine Guillouard	71%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	93%		47%		
Barbara Kux	93%				50%
Philippe Lepage	79%				75%
Françoise Malrieu	100%		100%		
Olivier Marquer	100%	100%		100%	100%
Lucie Muniesa	100%				100%
Marie-José Nadeau	100%	90%	80%	100%	
Stéphane Pallez	100%	100%	100%		
Lord Ricketts of Shortlands	57%				
Caroline Simon [3]	100%			100%	
	100%	100%			
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**90%**	**94%**	**89%**	**97%**	**85 %**

(1) Depuis l'AG du 12 mai 2017, nommé membre du Comité d'audit le 28 juin 2017.
(2) Nommé membre du CSIT par le Conseil du 1er mars 2017.
(3) Jusqu'à l'AG du 12 mai 2017.

4.1.4 Les Comités permanents du Conseil

L'article 15.2 des statuts prévoit que le Conseil d'Administration, pour l'aider dans ses réflexions, peut créer, en son sein, des Comités permanents sur lesquels il s'appuie pour prendre ses décisions. Ces Comités ont pour mission, en application de l'article 15.2 des statuts et l'article 3 du Règlement Intérieur du Conseil, d'étudier toutes questions relatives à la Société que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations. Les Comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un Comité ne peut traiter de sa propre initiative de questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les Comités n'ont pas de pouvoir de décision. Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, désigne les membres composant les Comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs.

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les Comités peuvent entendre les membres des directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les Comités aux services de conseils externes, les Comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Quatre Comités assistent le Conseil d'Administration : le Comité d'Audit, le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable. Les secrétariats des Comités du Conseil sont assurés par le Secrétariat Général.

Le Comité d'Audit

Le Comité d'Audit est composé de six membres : Aldo Cardoso (Président jusqu'au 13 décembre 2017), Marie-José Nadeau (Présidente depuis le 14 décembre 2017), Edmond Alphandéry, Christophe Aubert (depuis le 28 juin 2017), Françoise Malrieu et Lucie Muniesa.

Fonctionnement

L'article 3.1 du Règlement Intérieur du Conseil définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité d'Audit, conformément à la réglementation applicable et au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées.

Les missions du Comité d'Audit sont notamment les suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, formuler des recommandations pour en garantir d'intégrité ;
- procéder à l'examen préalable et donner son avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ; l'examen des comptes doit être accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes et du Directeur financier ;
- entendre, lorsqu'il l'estime nécessaire, les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, l'Audit interne ou toute autre personne du management ; ces auditions peuvent avoir lieu, le cas échéant, hors la présence des membres de la Direction Générale ;
- examiner avant leur publication les communiqués financiers importants ;
- piloter la procédure de sélection des Commissaires aux comptes et soumettre au Conseil une recommandation sur la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes conformément aux textes applicables et émettre également une recommandation au Conseil en cas de renouvellement du mandat du ou des Commissaires aux comptes ;
- assurer le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions et tenir compte des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux Comptes consécutives aux contrôles réalisés ;
- s'assurer du respect par les Commissaires aux comptes des conditions d'indépendance et prendre les mesures nécessaires conformément aux textes applicables ;
- approuver la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et qui ne sont pas sur la liste des services interdits et veiller à l'application des règles de plafonnement applicables aux honoraires liés à ces services ;
- examiner chaque année avec les Commissaires aux comptes les montants des honoraires d'audit versés par la Société et son Groupe aux réseaux auxquels appartiennent les Commissaires aux comptes, leurs plans d'intervention, les conclusions de ceux-ci et les recommandations et suites qui leur sont données ;
- suivre l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, sans qu'il soit porté atteinte à son indépendance ;
- examiner avec les responsables de l'audit interne les plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données, le cas échéant, hors la présence des membres de la Direction Générale ;
- suivre l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, sans qu'il soit porté atteinte à son indépendance ;
- prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Il informe sans délai le Conseil de toute difficulté rencontrée.

Le Comité d'Audit s'est réuni à dix reprises au cours de l'année 2017, avec un taux moyen de participation de 94%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances.

Activités

En 2017, le Comité d'Audit a notamment abordé les sujets suivants : les estimations et prévisions de clôture 2017 et l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2016, les informations financières des premier et troisième trimestres 2017, les options et hypothèses de clôture semestrielle et annuelle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2017, l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2017, les tests de valeurs sur les *goodwills* et les actifs, le renouvellement des autorisations d'émettre des obligations et des garanties, les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne, le plan annuel d'audit interne 2017 ainsi que l'indépendance de l'audit interne, la nouvelle charte de l'audit interne, la revue du contrôle interne Groupe, le suivi des recommandations d'audit ; le rapport du Conseil sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques, l'examen des résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale, l'actualisation de la procédure de pré-approbation des missions non-audit des Commissaires aux comptes, l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions, l'indépendance et le programme de travail 2017 des Commissaires aux comptes.

Le Comité a également abordé la revue et la cartographie des risques, le suivi des principales acquisitions, le risque prioritaire projets, les relations avec l'AMF, l'impact des normes IFRS 9, 15 et 16, le rapport sur les industries extractives, le risque sécurité industrielle (hors nucléaire), la nouvelle procédure de pré-approbation des missions non-audit des Commissaires aux comptes, la transparence des implantations à l'étranger, le mandat de trésorerie 2017, le risque lié aux systèmes d'information et au digital, à la sécurité industrielle et la sûreté nucléaire, l'évolution du business modèle de GEM et ses conséquences comptables, ainsi que le retour sur les *roadshows*.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de sept membres : Edmond Alphandéry (Président), Aldo Cardoso, Patrice Durand (depuis le 1er mars 2017), Catherine Guillouard, Philippe Lepage, Lucie Muniesa et Marie-José Nadeau.

Fonctionnement

L'article 3.2 du Règlement Intérieur du Conseil définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Le plafond de délégation du Directeur Général pour les investissements et les désinvestissements est de 500 millions d'euros, étant précisé que les opérations comprises entre 350 et 500 millions d'euros font l'objet d'une information du Comité.

Ce Comité a pour mission d'exprimer au Conseil d'Administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique et le Contrat de service public, et sur tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat qui sont soumis au Conseil. Ce Comité est également saisi sur les choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de travaux sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

Le Président du Conseil d'Administration assiste aux réunions du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies s'est réuni à quinze reprises au cours de l'année 2017, avec un taux moyen de participation de 89%.

Activités

En 2017, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : les risques prioritaires pays et régulatoires, la stratégie géothermie, le bilan sur les actifs charbon résiduels, les enjeux des BUs Chine, France Renouvelables, Mescat, Europe du Nord, du Sud et de l'Est, Amérique du Nord, le projet de cession de l'activité *upstream* et *midstream* de GNL, l'exécution du plan de transformation (dont *Lean 2018*), la veille concurrentielle sur les acteurs dans le renouvelable, l'examen des marchés de l'électricité ainsi que la préparation et les suites à donner du séminaire stratégique annuel du Conseil.

Le Comité a également étudié une série de projets d'investissements et de désinvestissements nécessitant l'accord du Conseil d'Administration.

Les travaux relatifs au budget et au plan d'affaires à moyen terme ont été examinés lors de deux réunions communes du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies et du Comité d'Audit.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier, Lucie Muniesa et Lord Ricketts of Shortlands.

Fonctionnement

L'article 3.3 du Règlement Intérieur du Conseil d'ENGIE définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Il a pour mission d'examiner et de faire des recommandations au Conseil d'Administration sur toutes candidatures à un poste d'Administrateur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des Comités et de leurs Présidents, de formuler des recommandations au Conseil quant à la succession du Président et du Directeur Général de la Société, de diriger les travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil, d'apprécier, en liaison avec le Président, le bon fonctionnement des organes de gouvernance, d'examiner à titre consultatif le plan de succession des dirigeants de la Société et d'être informé des projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et de la politique de rémunération de ces derniers. Il a également pour mission d'examiner et de faire des recommandations au Conseil d'Administration sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société. Il examine toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe, afin d'éclairer l'avis du Conseil sur cette candidature.

Il donne un avis sur le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex lorsque celles-ci sont normalement perdues par leurs titulaires en cas de départ du Groupe.

Le Président et le Directeur Général assistent aux réunions du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance sauf pour les questions qui les concernent.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance s'est réuni six fois en 2017, avec un taux moyen de participation de 97%.

Activités

En 2017, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance a notamment examiné l'indépendance et la qualification des Administrateurs, la composition du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies, les modalités des prochains plans d'actions de performance, le projet Link d'augmentation de capital réservée aux salariés, la rémunération variable des dirigeants mandataires sociaux au titre de 2016, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux au titre de 2017, le projet d'évolution de la politique de rémunération variable des cadres dirigeants, la constatation du taux de réussite du plan d'unités et d'actions de performance 2013, le projet de la Section 4.6 «Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction» du Document de Référence 2016, l'examen des propositions du Président sur la désignation des membres des Comités du Conseil et de leurs Présidents, les modifications du Règlement Intérieur du Conseil, les questions de plans de succession, la politique de rémunération des cadres dirigeants, la mise en place d'un plan d'Actions de Performance au titre de 2017, la proportion d'administrateurs indépendants, l'élection des administrateurs salariés. Il a également dirigé le processus d'évaluation des travaux et du fonctionnement du Conseil en 2017.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de cinq membres : Ann-Kristin Achleitner (Présidente), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Barbara Kux, Françoise Malrieu et Olivier Marquer.

Fonctionnement

L'article 3.4 du Règlement Intérieur du Conseil définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable. Celui-ci s'assure du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2017, avec un taux moyen de participation de 85%.

Activités

En matière d'éthique, le Comité s'est fait présenter, comme tous les ans, le bilan des incidents éthiques et le rapport du déontologue du Groupe. Il a également examiné le plan de vigilance.

Le Comité a notamment examiné le sujet de la protection des données personnelles et fait un point d'étape sur le programme de conformité au Règlement européen et le projet d'une nouvelle politique relative aux lanceurs d'alerte.

En matière de responsabilité environnementale et sociétale, le rapport intégré lui a été soumis. Il a également effectué un point sur les différentes notations extra-financières, la mise à jour de la politique RSE, les *Green Bonds* (obligations vertes), la trajectoire 2 degrés et les enjeux de l'adaptation climatique.

Sous l'angle de la responsabilité sociale d'employeur, le Comité s'est penché sur le risque lié aux enjeux RH du plan de transformation, la politique d'égalité professionnelle et salariale, les aspects sociaux de la cession de la participation d'ENGIE dans l'entité Exploration & Production International, l'évolution de la culture santé-sécurité, le bilan santé et sécurité ainsi que les accidents mortels.

4.1.5 Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux sont décidés par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en tenant compte des pratiques effectuées dans les sociétés comparables en France et en Europe, ainsi que du taux de satisfaction des objectifs quantitatifs et qualitatifs assignés à chacun.

Les principes et règles de détermination de ces rémunérations et avantages sont présentés dans la Section 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction».

4.1.6 Code de gouvernement d'entreprise

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Afep-Medef.

Le tableau ci-dessous présente les explications de la Société sur les recommandations du Code Afep-Medef qui ne sont pas appliquées.

Article du Code Afep-Medef	Explications
Article 21 (cessation du contrat de travail en cas de mandat social)	Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Cette recommandation, qui ne vise pas les directeurs généraux délégués, s'applique en revanche aux directeurs généraux. Après avoir nommé Isabelle Kocher Directeur Général lors de sa séance du 3 mai 2016, le Conseil d'Administration a estimé qu'il convenait de maintenir suspendu son contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contreproductive.

4.1.7 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Les statuts de la Société prévoient que tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées Générales à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles. Chaque action donne droit à la représentation dans les Assemblées Générales, dans les conditions légales et statutaires. La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux présents statuts et à toutes décisions des Assemblées Générales des actionnaires de la Société. Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 «Droits de vote»).

Les modalités relatives à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales sont détaillées à la Section 7.1.5 «Assemblées Générales».

Les dispositions afférentes aux modalités de participation des actionnaires aux Assemblées Générales et à leurs droits de vote sont précisées à la Section 7.1.3 «Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions» et dans les statuts (articles 10, 11, 12 et 20).

Les informations prévues par l'article L. 225-37-5 du Code de commerce relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont publiées dans les Sections 3.4 «Informations sociales», 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction», 5.1 «Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital», 5.2 «Actionnariat» et 7.1 «Dispositions légales et statutaires particulières».

4.2 Assemblée Générale du 18 mai 2018 - Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé le 7 mars 2018 de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 18 mai 2018. L'ordre du jour portera notamment sur la désignation de deux Administrateurs.

Le Conseil a pris acte de la démission de M. Gérard Mestrallet et de Mme Stéphane Pallez en qualité d'administrateurs avec effet à l'issue de ladite Assemblée Générale. Sur les recommandations du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil propose de nommer M. Jean-Pierre Clamadieu et M. Ross McInnes Administrateurs indépendants. Ces administrateurs seraient nommés pour une durée de quatre ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2022 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Le Conseil d'Administration qui se tiendra à l'issue de l'Assemblée Générale des actionnaires du 18 mai 2018 nommera, sous réserve de son élection comme administrateur par l'Assemblée Générale, Jean-Pierre Clamadieu Président du Conseil d'Administration.

Dans cette perspective, le Conseil a examiné l'indépendance de Jean-Pierre Clamadieu et sa disponibilité, après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Il est rappelé que Jean-Pierre Clamadieu est administrateur, Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay et administrateur d'Axa. Il a renoncé à son mandat d'administrateur de Faurecia. Enfin, le Conseil d'Administration d'Airbus proposera sa nomination comme administrateur lors de son Assemblée Générale annuelle.

S'agissant de son indépendance, le Conseil a particulièrement examiné le flux d'affaires avec Solvay. Le Conseil a constaté que si on rapporte le chiffre d'affaires 2017 réalisé par ENGIE auprès de Solvay, on reste dans une proportion largement inférieure à 1% du chiffre d'affaires consolidé d'ENGIE. Il en va de même si on compare le chiffre d'affaires 2017 réalisé par Solvay auprès d'ENGIE au chiffre d'affaires consolidé de Solvay. Ce courant d'affaires entre les deux groupes est ancien, récurrent et sans évolution notable. Il n'est ainsi pas de nature à faire obstacle au caractère d'indépendance de Jean-Pierre Clamadieu. Le Conseil a également relevé que, compte tenu de l'organisation de Solvay et des montants des contrats entre Solvay et ENGIE, ces contrats ne sont pas examinés par le Conseil d'Administration, ni par le Comité Exécutif de Solvay. Jean-Pierre Clamadieu a indiqué que si, dans le cadre de sa future fonction chez ENGIE, et tant qu'il exercera des fonctions au sein du groupe Solvay, était évoqué un projet de quelque nature que ce soit en lien avec le groupe Solvay, il s'abstiendra de participer à tout débat ou de prendre part à toute délibération. Le même engagement sera pris au sein du groupe Solvay. S'agissant des autres sociétés au sein desquelles Jean-Pierre Clamadieu détient ou devrait détenir un mandat d'administrateur, les flux d'affaires avec ENGIE constituent une part négligeable des chiffres d'affaires respectifs. Au regard de ces éléments, le Conseil a considéré que, s'il est élu par l'Assemblée Générale, Jean-Pierre Clamadieu aura la qualité d'administrateur indépendant.

Quant au nombre de mandats détenus par Jean-Pierre Clamadieu dans des sociétés cotées, à supposer qu'il soit nommé administrateur d'Airbus, il serait temporairement de quatre mandats, dont un mandat exécutif dans une société européenne non soumise au Code Afep-Medef. Cette situation est en effet temporaire puisque les fonctions exécutives de Jean-Pierre Clamadieu chez Solvay devraient prendre fin à la fin de l'année 2018. Par ailleurs, le Conseil d'Administration d'ENGIE a pu s'assurer qu'il consacrera le temps nécessaire à ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Il est rappelé que conformément à l'article 13.3 des statuts d'ENGIE, le Conseil d'Administration comprend trois Administrateurs représentant les salariés. Les mandats des trois Administrateurs salariés, MM. Alain Beullier, Philippe Lepage et Olivier Marquer, viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018. Au terme des élections qui se sont clôturées le 15 mars 2018, ont été élus Administrateurs représentants les salariés pour une durée de quatre ans, MM. Christophe Agogue, Alain Beullier et Philippe Lepage. Leur mandat prendra effet à l'issue de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018.

A l'issue de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, le Conseil d'Administration serait composé de 19 membres dont :

- neuf indépendants, soit une proportion de 60% d'Administrateurs indépendants (pourcentage calculé conformément au Code Afep-Medef qui prévoit que les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour le calcul de la proportion d'Administrateurs indépendants) ;
- huit femmes, soit une proportion de 50% de femmes (pourcentage calculé conformément à la loi qui prévoit que les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale ne sont pas pris en compte pour le calcul de la proportion de femmes et d'hommes) ;
- quatre Administrateurs non français et un administrateur ayant la double nationalité australienne et française.

4.3 Direction Générale

Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé la dissociation des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général ; il a nommé Gérard Mestrallet en qualité de Président du Conseil et Isabelle Kocher en qualité de Directeur Général.

Depuis cette date, la Direction Générale de la Société est assumée par Isabelle Kocher. Investie des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, Isabelle Kocher exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Dans l'ordre interne, les pouvoirs et fonctions respectifs du Président du Conseil et du Directeur Général sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur du Conseil (voir Section 4.1.3.1 «Attributions du Conseil d'Administration»).

L'élaboration de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel de sa mise en œuvre sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction du Directeur Général. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe. Il se réunit en principe toutes les semaines.

La composition du Comex est fondée sur le principe d'un croisement entre les responsabilités fonctionnelles et opérationnelles partagées entre ses différents membres, dans une logique de transversalité, de décloisonnement et de responsabilité collective.

À la date du présent document, le Comex est composé des 12 membres suivants, cinq nationalités étant représentées :

- le Directeur Général: Isabelle Kocher
- les Directeurs Généraux Adjoints :
  - Paulo Almirante, chargé de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise *et de la supervision des BUs Génération Europe ; Brésil ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et Turquie*
  - Franck Bruel, *chargé de la supervision de la BU France BtoB*
  - Ana Busto, chargée de la Marque et de la Communication
  - Pierre Chareyre, chargé de la présidence du Comité des Risques Marché Énergie *et de la supervision des BUs Global Energy Management, GNL, Exploration & Production International et Amérique Latine*
  - Pierre Deheunynck, chargé des Ressources Humaines Groupe, de la Sûreté et de l'Immobilier Groupe et de la supervision du centre de services partagés du Groupe «Global Business Services»
  - Judith Hartmann, chargée des Finances et *de la supervision des BUs Royaume-Uni et Amérique du Nord*
  - Didier Holleaux, chargé du *Sourcing* Stratégique & Achats, des Projets Industriels et du Développement Nucléaire, *et de la supervision des BUs Elengy, GRDF, GRTgaz, Storengy, Asie -Pacifique, Chine et GTT*
  - Shankar Krishnamoorthy, chargé des métiers du Groupe, de la Direction de la Stratégie Groupe, de la Direction Management des risques, du Business Development Oversight *et de la supervision de la BU Tractebel*
  - Yves Le Gélard, chargé du Digital et des Systèmes d'Information Groupe
  - Thierry Lepercq, chargé de la Recherche & Technologie et de l'Innovation
  - Pierre Mongin, Secrétaire Général du Groupe, également chargé de la coordination de la Sûreté nucléaire *et de la supervision des BUs Afrique, Benelux, France Réseaux, France Renouvelables et France BtoC.*

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé ENGIE 50, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les CEO des 24 BUs, les directeurs des 5 métiers et les responsables des principales directions fonctionnelles. Il est présidé par le Directeur Général. Le Comité de Direction Opérationnel met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des territoires. Il se réunit en principe tous les mois.

4.4 Éthique et compliance

ENGIE déploie un programme éthique et compliance structuré autour des axes suivants :

4.4.1 Engagement au plus haut niveau du Groupe

Les dirigeants du Groupe, en particulier le Directeur Général, le Secrétaire Général et tous les autres membres du Comex, impulsent et supervisent la politique éthique et compliance, et en garantissent la bonne application.

Un message fort de «tolérance zéro» concernant l'éthique, et tout particulièrement la lutte contre la fraude et la corruption inscrit dans les référentiels éthique et compliance, est régulièrement porté par le Directeur Général et relayé par les managers à tous les niveaux.

Les principes d'action d'ENGIE s'inscrivent dans le cadre des textes de référence internationaux, notamment en matière de lutte contre la corruption et la fraude, et du respect des droits humains.

Dans le cadre de la lutte contre la corruption, le Groupe a pris des engagements volontaires en adhérant au Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption, à l'initiative pour la transparence dans les industries extractives (EITI) et à la section française de l'ONG *Transparency International*.

4.4.2 Organisation et structure

L'organisation éthique et compliance est supervisée par le Conseil d'Administration *via* son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable («**CEEDD**»).

Le **Comité de la Compliance** évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et compliance du Groupe. Présidé par le Secrétaire Général du Groupe, il réunit le Directeur de l'Audit Interne, le Directeur Juridique Groupe et le Directeur Éthique et Compliance Groupe.

Au sein du Secrétariat Général, la **Direction Éthique & Compliance Groupe** pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de compliance et accompagne leur mise en œuvre par tous les niveaux organisationnels du Groupe. Elle anime un réseau de déontologues impliqués activement dans la mise en œuvre opérationnelle des engagements éthiques du Groupe par tous les niveaux organisationnels de celui-ci.

Plusieurs **autres fonctions** du Groupe portent la compliance dans leurs activités comme par exemple la Direction Juridique Groupe avec un Centre d'expertise en droit de la concurrence et un Délégué Groupe aux Données Personnelles, chacun s'appuyant sur un réseau de correspondants à travers toutes les BUs du Groupe.

4.4.3 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (ERM) (voir Section 2.3.4). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, fraude et insuffisance de pilotage de l'éthique. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque lié au traitement des données à caractère personnel.

Le processus d'évaluation des risques corruption et atteinte aux droits humains s'appuie sur une méthodologie d'analyse commune à toutes les BUs (grille d'autodiagnostic sur le risque corruption, *check-list* sur le risque de violation de droits humains).

4.4.4 Textes de référence

La politique éthique et compliance d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur :

- la Charte éthique[1] qui fixe le cadre général dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Elle précise les quatre principes éthiques fondamentaux d'ENGIE. Elle décrit en outre l'organisation éthique et compliance du Groupe ;
- le Guide pratique de l'éthique[1] relatif à la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques, y compris dans les pays où ces financements sont autorisés et encadrés par la loi.

Ces deux documents, applicables à tous les collaborateurs du Groupe, sont partagés avec les parties prenantes externes.

Le référentiel «Intégrité» rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence (consultants commerciaux, cadeaux et invitations, *due diligences* éthiques sur les parties prenantes, conflits d'intérêts, etc).

Le référentiel et la politique «Droits Humains» rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect de droits humains tels que reconnus au niveau international et précisent les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques permettant au Groupe d'exercer sa vigilance sur les impacts de ses activités au regard des droits humains de toute personne. En 2017, le Groupe a redéfini son référentiel et sa politique Droits Humains. Le référentiel et la politique constituent le socle du volet droits humains du plan de vigilance du Groupe.

Le référentiel «Conformité Éthique» précise la façon dont le Groupe s'organise pour accompagner la mise en place des dispositifs éthique et compliance du Groupe et la mesure de l'état de conformité (voir Sections 4.4.5 et 4.4.7). Il rassemble également les dispositifs du Groupe visant le respect des règles en matière d'embargo, du droit de la concurrence et de protection des données à caractère personnel. Dans la perspective de l'entrée en vigueur le 25 mai 2018 du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, le Groupe a actualisé en 2017 sa politique de protection des données personnelles, renforcé les missions des *Data Privacy Managers* de ses BUs et initié le déploiement d'un programme de mise en conformité dédié.

Des codes de conduite appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent par exemple le «Guide de la Relation Commerciale : Principes Directeurs», le «Code de Conduite de la Relation avec les Fournisseurs» et le «Code de Conduite en matière de lobbying». Enfin, s'agissant de la représentation d'intérêt, le Groupe a mis en place une procédure et un outil simple de *reporting* permettant pour chacune des entités concernées de respecter leurs obligations légales notamment au regard de l'obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique, en application de la loi relative «à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique» (loi Sapin 2).

4.4.5 Signalement et *reporting* des incidents éthiques

L'adresse email *ethics@engie.com* est l'un des dispositifs de signalement des incidents éthiques mis en place au sein du Groupe. Il permet à tout collaborateur, ainsi qu'à toute personne extérieure au Groupe, de signaler les suspicions ou manquements aux règles éthiques.

En 2017, le Groupe a défini une nouvelle politique relative aux lanceurs d'alerte intégrant les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance.

Les dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers l'outil de reporting éthique *INFORM'ethics* déployé dans les BUs ainsi qu'au NewCorp et chez GBS. *INFORM'ethics* couvre six domaines d'incidents éthiques : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, et protection du patrimoine immatériel.

Ces deux dispositifs sont déclarés à la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

4.4.6 Formations et sensibilisations

Le Groupe mène un ensemble d'actions de sensibilisation et de formations, dont un séminaire obligatoire de sensibilisation au risque de fraude et de corruption pour les cadres dirigeants (à fin 2017, 93% des cadres dirigeants ont suivi ce cours) rendu obligatoire également pour les membres des Comex de BUs, un programme de formation obligatoire pour le réseau éthique et compliance, une formation obligatoire pour les acheteurs de la filière achats (voir aussi la Section 3.7 "Achats, Fournisseurs"), des formations sur le droit de la concurrence, une formation pour les *Data Protection Managers* et une formation en matière de droits humains.

Des *e-learnings* sur divers thèmes éthique et compliance sont accessibles à tous les collaborateurs.

Le Groupe met à la disposition des BUs, entités, métiers et fonctions du NewCorp, des modules de formations adaptables à leurs salariés en fonction de leur exposition aux risques éthiques.

(1) La Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique sont publiés sur le site internet www.engie.com.

4.4.7 Dispositif de contrôle

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de compliance du Groupe est fondé sur une procédure de conformité annuelle et un tableau de bord comportant une quinzaine d'indicateurs (diffusion de la documentation éthique, formation, mise en place des politiques éthiques, etc.). À chaque niveau de l'organisation, les déontologues produisent un rapport annuel faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport, remis à l'entité de rattachement, est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement quant à l'application du dispositif éthique et compliance au sein de l'organisation dont il a la responsabilité. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe et au CEEDD.

Des contrôles clés au service du respect des textes de référence éthique et compliance du Groupe sont intégrés dans le programme de contrôle interne INCOME.

Des audits internes et externes sont réalisés afin d'évaluer la mise en œuvre effective des politiques et définir le cas échéant des actions d'amélioration.

Le Groupe a obtenu en 2015 la certification anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars, société d'expertise comptable et de commissariat aux comptes et l'ADIT, société d'intelligence économique.

4.5 Plan de vigilance

Le présent plan de vigilance [1] présente d'une manière synthétique l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE S.A. pour prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement pour le groupe ENGIE. Le Groupe adhère aux standards internationaux relatifs aux droits humains, y compris la santé et la sécurité des personnes, et à l'environnement, qu'il considère comme le socle minimal à respecter partout où il opère. Il s'est engagé en sa qualité d'acteur économique responsable à exercer une vigilance toute particulière et dans toutes circonstances quant aux conséquences de ses activités sur les personnes et l'environnement.

4.5.1 Plan de vigilance commun au Groupe

Le plan de vigilance du Groupe est fondé sur les différentes politiques du Groupe déjà déployées depuis plusieurs années en matière de droits humains, de santé-sécurité et d'environnement.

Piloté et suivi au plus haut niveau du Groupe (4.5.2), il est composé d'une cartographie des risques majeurs du Groupe couvrant les trois domaines de vigilance (4.5.3), des différentes politiques de gestion des risques (4.5.4) et d'un mécanisme d'alerte (4.5.5).

4.5.2 Pilotage Groupe

Le plan de vigilance du Groupe a été présenté au Comex du Groupe le 22 janvier 2018 qui a confié à la direction Éthique & Compliance Groupe son pilotage, sous la responsabilité du Secrétaire Général et en collaboration étroite avec les directions de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, de la Santé-Sécurité et du Sourcing Stratégique et Achats.

Un Comité de suivi du plan a été mis en place. Un compte-rendu de la mise en œuvre effective du plan est présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

4.5.3 Cartographie des risques majeurs Groupe liés au devoir de vigilance

La cartographie des risques du Groupe s'appuie sur l'analyse des risques liés à ses activités (directes ou sous-traitées) et aux spécificités des zones géographiques dans lesquelles il intervient, conformément aux politiques existantes en matière de santé-sécurité, de droits humains et d'environnement. Les enjeux suivants ont ainsi été identifiés comme constituant des risques majeurs pour le Groupe :

- protéger la santé et la sécurité des collaborateurs du Groupe, de ses prestataires et des populations vivant à proximité des actifs industriels exploités par le Groupe ;
- respecter les droits fondamentaux des travailleurs que sont l'interdiction du travail forcé et du travail des enfants, la non-discrimination et le respect de la liberté syndicale et du principe de négociation collective ;
- ne pas porter atteinte aux conditions de vie des communautés locales autour des sites ;
- assurer la sûreté de ses collaborateurs, intérimaires et sous-traitants dans le respect des droits humains ;
- respecter les droits humains et l'environnement dans ses activités d'approvisionnement en énergie ;
- minimiser les conséquences environnementales de ses activités.

4.5.4 Politiques de gestion des risques

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen notamment de quatre politiques. Chaque politique prévoit des processus réguliers d'identification et d'évaluation des risques, des mesures de traitement, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité.

- La politique droits humains [2] explicite les engagements du Groupe notamment en matière de droits fondamentaux des travailleurs, de conditions de vie des communautés locales et de sûreté des collaborateurs.

Les entités du Groupe doivent s'assurer du respect de ces engagements dans le cadre de leurs relations commerciales par la mise en place au niveau opérationnel adéquat de processus réguliers d'identification et de gestion des risques liés aux droits humains (analyse annuelle des activités, évaluation des nouveaux projets, *due diligences* sur les partenaires commerciaux, intégration de critères liés aux droits humains dans les processus d'achats) et le cas échéant, de mécanismes de réclamation effectivement mis en œuvre au niveau local.

Les exigences de cette politique droits humains sont pleinement intégrées dans les processus centralisés de conformité éthique du

(1) Ce plan de vigilance répond aux dispositions de la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

(2) Pour plus d'informations sur cette politique, cf. Section 4.4 «Éthique et Compliance».

Groupe [1]. ENGIE SA en tant que société mère s'assure de l'application effective de cette politique. Elle définit en tant que de besoin, des actions de contrôle au moyen de procédures de contrôle interne doublées d'audits internes ou externes planifiés ou non.

La politique de santé-sécurité [2] est déclinée en accords spécifiques avec les représentants des salariés, en «Règles Groupe» santé-sécurité spécifiques et en plans d'actions quinquennaux fixant les objectifs à atteindre et les principales actions à mettre en œuvre. Le Plan actuel couvre la période 2016-2020. Pour compléter le dispositif en matière de santé-sécurité des contractants et sous-traitants, le Groupe a développé une approche dédiée intégrant notamment une Règle Groupe spécifique ainsi qu'un observatoire des sous-traitants pour apprécier et coordonner la mise en place d'actions de traitement dédiées.

Les Règles Groupe en matière de santé-sécurité sont déclinées au niveau opérationnel par les Business Units (BUs) et filiales du Groupe et complétées par des guides de bonnes pratiques adaptés aux risques inhérents aux différents métiers. L'identification des risques induits par les activités, leur évaluation ainsi que le suivi des plans d'actions de traitement font l'objet de revues annuelles. L'analyse spécifique des événements significatifs, incidents, accidents et événements à forte gravité potentielle permet de tirer les enseignements pour éviter leur récurrence. Des actions de sensibilisation, de formation et de partage de pratiques [3] ont été développées aux différents niveaux du Groupe de façon à renforcer les comportements d'attention et de vigilance.

Le Groupe ENGIE s'est doté de dispositifs de contrôle permettant de s'assurer de la mise en œuvre des actions et de l'atteinte des objectifs notamment au travers des points santé-sécurité réalisés à chaque réunion du Comex, de contrôles internes et d'audits des systèmes de management santé-sécurité des filiales et entités, des revues annuelles de performance avec les différentes BUs du Groupe, de l'animation de la filière santé-sécurité et du partage de bonnes pratiques. Un bilan global santé-sécurité est présenté chaque année au Comex et au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

- La Politique RSE du Groupe [4] pilote la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale. Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Des critères d'analyse RSE permettent d'identifier et d'intégrer les risques avant le lancement des projets.

L'analyse des risques environnementaux couvre en particulier les aspects suivants : changement climatique, biodiversité, air, eau et sols. Chaque site industriel identifié «à risque» établit un plan d'actions intégrant l'ensemble de ces aspects environnementaux en concertation avec les parties prenantes locales. D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont l'impact des activités sur les communautés locales et les conséquences sociales de la fermeture éventuelle d'installations.

- La politique RSE du Groupe vise à mettre en place des plans d'actions à différents niveaux pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux et sociétaux des activités du Groupe. Cette politique est déclinée au niveau de chaque BU, filiale et site. Sa mise en œuvre est suivie au travers d'objectifs et de plans d'actions revus chaque année. Ce processus de revue permet de s'assurer de la bonne application de nos obligations en matière de vigilance environnementale et sociétale.
- Le système de management de la fonction Achats hors énergie [5] (Politique et Processus) intègre les exigences liées aux droits humains, à la santé sécurité, à l'éthique et à l'environnement. Le plan de prévention du devoir de vigilance est induit par les Processus Achats en suivant les étapes clés suivantes :
  - analyse des risques et opportunités par catégories Achats et par pays (priorisation) ;
  - plan de mitigation associé (critères de qualification et de sélection des fournisseurs préférentiels, nécessité d'audit, *due diligence*, etc.) ;
  - intégration des clauses contractuelles (avec système de pénalités si non-compliance RSE) ;
  - mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés.

4.5.5 Dispositif d'alerte et de recueil des signalements

Le Groupe a renforcé son dispositif d'alerte et a défini une nouvelle politique relative aux lanceurs d'alerte [6]. Ce dispositif est ouvert à toute personne et la procédure de recueil des alertes est assurée par un tiers de confiance. Il couvre l'ensemble des engagements éthiques du Groupe définis dans sa charte éthique et permet le signalement relatif aux droits humains, à la santé-sécurité et à l'environnement quelle que soit la partie prenante considérée.

(1) Cf. Section 4.4.7 «Dispositif de contrôle».

(2) Cf. Section 3.4.6 «Politique de santé-sécurité».

(3) Cf. Section 3.4.6.2 «Objectifs fixés et actions de progrès engagés» – § «Sensibilisation et partage de pratiques».

(4) Pour plus d'informations sur cette politique, Cf. 3.5 «Informations environnementales» et 3.6 «Informations sociétales».

(5) Cf. Section 3.7.4 «Achats, fournisseurs».

(6) Cf. Section 4.4.5 «Signalement et reporting des incidents éthiques».

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.6.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 225-37-2 et L.225-100 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et s'appuie notamment sur des études spécifiques réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Des critères de performance quantifiables et qualitatifs exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et contribuent à maintenir un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme.

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux comprend :

- une part fixe *(voir Section 4.6.1.1)* ; ce montant fixe demeure inchangé sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats *(voir Section 4.6.1.2)* ; et
- une part incitative à long terme sous la forme d'Unités de Performance *(voir Section 4.6.1.3)*, soumise à conditions de performance.

Les politiques de rémunération applicables à compter du 18 mai 2018 pour le Président du Conseil et du 1er janvier 2018 pour le Directeur Général sont mentionnées à la Section 4.6.1.9.

4.6.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2017

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration depuis le 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

La rémunération fixe annuelle d'Isabelle Kocher, Directeur Général, s'est élevée à 1 000 000 euros, auquel s'ajoute un avantage en nature de 6 012 euros pour la période considérée.

Rémunération fixe au titre de 2018

Il est renvoyé à la Section 4.6.1.9.

4.6.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2016 pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016

Les Conseils d'Administration du 16 décembre 2015 et du 24 février 2016 ont décidé que la rémunération variable de Gérard Mestrallet et d'Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2016 pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016 serait soumise aux mêmes paramètres qu'en 2015 *mutatis mutandis* et ont constaté que les paramètres de renonciation qui prévalaient au titre de l'exercice 2015 resteraient inchangés *prorata temporis*. Ainsi, les critères de rémunération quantitatifs, leur pondération et les pourcentages de rémunération variable cible et maximum ont été reconduits *prorata temporis*.

S'agissant de la part variable au titre de la période concernée, la structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus ont été pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été les suivants :

- pour Gérard Mestrallet : mise en œuvre de la stratégie du Groupe, incluant les actions pour faire progresser une politique énergétique européenne, poursuite de la mise en œuvre d'initiatives nouvelles dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe, et mise en application des nouveaux objectifs pour la période 2016-2020 ; développement des politiques R&D et «Innovation & New Business» ; contribution à la réussite d'Isabelle Kocher en tant que COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; mise en œuvre de la nouvelle organisation en vigueur depuis le 1er janvier 2016 conformément à la stratégie du Groupe en mettant en particulier l'accent sur le caractère collectif et collaboratif ;
- pour Isabelle Kocher : qualité de l'exécution des fonctions de COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; mise en œuvre de la nouvelle organisation en vigueur depuis le 1er janvier 2016 conformément à la stratégie du Groupe en mettant en particulier l'accent sur le caractère collectif et collaboratif.

Au titre de la période concernée, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet a été fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150% ; pour Isabelle Kocher, le pourcentage de rémunération variable cible était égal à 122% de sa rémunération fixe et plafonné à 141%.

Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71% (1) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 98% pour Gérard Mestrallet et à 97,50% pour Isabelle Kocher.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 96,03% pour Gérard Mestrallet et à 95,83% pour Isabelle Kocher.

Pour une année complète, les montants de parts variables au titre de l'exercice 2016 seraient donc de 1 747 746 euros pour Gérard Mestrallet et de 1 054 130 euros pour Isabelle Kocher.

Après application de l'effet de *prorata temporis*, les montants pour la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus se sont élevés respectivement à 592 133 euros pour Gérard Mestrallet et 357 137 euros pour Isabelle Kocher.

Après la renonciation à 455 344 euros par Gérard Mestrallet et 141 787 euros par Isabelle Kocher, les montants des parts variables versés au titre de la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus se sont élevés à 136 789 euros pour Gérard Mestrallet et 215 350 euros pour Isabelle Kocher.

Rémunération variable au titre de 2016 pour la période du 3 mai au 31 décembre 2016

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration depuis le 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

S'agissant de la part variable d'Isabelle Kocher, Directeur Général, au titre de la période concernée, le Conseil d'Administration a arrêté une rémunération variable cible (sur une base annuelle, à réduire *prorata temporis*) d'un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération de base et plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus ont été identiques à ceux prévalant pour la première partie de l'année, à savoir pour moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été les suivants, chaque objectif ayant reçu une pondération identique :

- **Réorganisation interne.** Après l'étape du 1er janvier 2016 avec la suppression des branches et la création des 24 BUs, et une réflexion sur l'optimisation des filières, s'attacher à compter du 4 mai 2016, avec la nouvelle gouvernance, à la poursuite de la transition initiée afin de contribuer dans les meilleures conditions à l'atteinte des objectifs du Groupe en 2016 et, plus généralement, à l'efficacité globale au travers du programme *Lean 2018*. Isabelle Kocher sera particulièrement attentive à la cohésion d'ensemble de l'entreprise en insistant sur la communication interne à destination du management et des salariés ;
- **Repositionnement stratégique dans le cadre de la transition énergétique.** Mettre en œuvre le plan d'action à 3 ans approuvé par le Conseil, notamment la réalisation des cessions et des investissements dans les conditions de rentabilité fixées par le Groupe ; limiter l'impact des activités trop exposées aux prix de marché ; développer les activités régulées et contractées ; accélérer la réorientation des activités en difficulté économique ; affirmer le rôle du solaire dans le nouveau mix énergétique du Groupe ;
- **Innovation et digitalisation.** S'agissant de la recherche des nouvelles activités innovantes, veiller à la mise en place des *key programmes* pour préparer les activités de demain, complétées par la politique d'incubation et d'acquisition de *start-ups* innovantes dans les métiers du groupe ; développer et faire déployer les solutions digitales ; et
- **Responsabilité sociale, sociétale et environnementale.** Mettre en œuvre des initiatives permettant au Groupe d'évoluer en ligne avec les nouveaux objectifs extra-financiers 2016-2020. Dans le cadre d'une démarche de progrès continu, porter une attention particulière aux ratings extra-financiers, à la réputation du Groupe et à la mise en œuvre de cette démarche au travers de la pleine appropriation par l'ensemble des BUs.

Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71% (2) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 98,75% pour Isabelle Kocher.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le *taux global* de réussite à 96,33% pour Isabelle Kocher.

Pour une année complète le montant de la part variable au titre de l'exercice 2016 serait donc 674 282 euros pour Isabelle Kocher.

Après application de l'effet de *prorata temporis*, le montant de la part variable pour la période allant du 4 mai au 31 décembre 2016 (soit 242 jours sur 366) s'est élevée à 445 837 euros.

Rémunération variable au titre de 2017

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions.

Quant à Isabelle Kocher, la rémunération variable cible qui sera versée en 2018 au titre de l'exercice 2017 est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et a été plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2017 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2017 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 1er mars 2017.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable, les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90% ; ROCE (1/6) : 101,61% ; Free cash flow (1/6) : 120% ; Dette nette (1/6) : 76,66%.

(2) Pour la partie quantitative représentant 60% de la rémunération variable, les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90% ; ROCE (1/6) : 101,61% ; Free cash flow (1/6) : 120% ; Dette nette (1/6) : 76,66%

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :

- **Conduite du plan de transformation** (60%)
  a) Accélérer le déploiement stratégique du Groupe ;
  b) Innovation : préparer des relais de croissance additionnels à moyen terme ;
  c) Digital : accélérer la transformation digitale du Groupe (*digital operations*) ;
  d) Performance : poursuivre l'amélioration de l'efficacité opérationnelle des actifs industriels, accélérer le déploiement de Lean 2018 et poursuivre la restructuration du Corporate ;
  e) Adaptation du Groupe et leadership.
- **Anticipation et gestion des risques** (10%) : affiner la méthodologie et les moyens mis en œuvre pour anticiper, identifier et traiter les risques pesants ou susceptibles de peser sur les activités du Groupe ;
- **Gestion des dossiers difficiles** (10%) ;
- **Communication** (10%) : positionner ENGIE comme un groupe en ligne avec les attentes de ses clients et ses parties prenantes. Être particulièrement attentif à la compréhension par le marché, les investisseurs et les principales parties prenantes externes de la stratégie du Groupe ; et
- **Responsabilité sociale, sociétale et environnementale** (10%) : veiller à ce que le Groupe évolue en ligne avec les objectifs extra-financiers 2016-2020 avec une attention particulière en matière de santé-sécurité. Dans le cadre d'une démarche de progrès continu, veiller à l'évolution des ratings extra-financiers et à la réputation du Groupe.

Lors de sa séance du 7 mars 2018, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 105,31% [1]
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 111,50%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le *taux global* de réussite à 107,79%.

Le montant de la part variable au titre de 2017 s'élève à 754 530 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018.

Rémunération variable au titre de 2018

Il est renvoyé à la Section 4.6.1.9.

4.6.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires. Il est précisé que le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a décidé que la part incitative à long terme ne peut dépasser 40% de la rémunération globale des dirigeants mandataires sociaux.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance a proposé au Conseil d'Administration un plan d'incitation à long terme au titre de l'exercice 2017 sous la forme d'Unités de Performance («UP») comportant des caractéristiques similaires aux plans au titre des exercices précédents.

Unités de Performance au titre de 2017

Gérard Mestrallet n'a perçu aucune Unité de Performance au titre de 2017.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 1er mars 2017 a décidé d'attribuer 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher au titre de 2017.

Ces UP sont soumises aux conditions et paramètres suivants :

- les UP sont définitivement acquises en mars 2021, le bénéficiaire ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 107,94 % ; ROCE (1/6) : 91,50 % ; Free cash flow (1/6) : 116,51 % ; Dette nette (1/6) : 100,02 %..

- l'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers [1], ainsi.
- En cas d'exercice, l'UP est valorisée sur base du cours moyen pondéré journalier, publié ultérieurement au dépôt de la demande. Cette approche réduit les effets de volatilité inhérents à un cours de clôture ou d'ouverture.
- Obligation de réinvestir, en actions ENGIE, 2/3 du montant net versé, jusqu'à l'obtention de l'objectif de détention (soit deux années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux).
- Les périodes d'interdiction associées aux Actions de Performance sont d'application.
- En cas de départ du Groupe, application des mêmes conditions que celles appliquées aux divers plans d'Action de Performance. Ceci établit un régime de traitement identique aux autres bénéficiaires de rémunérations incitatives à long terme dans le Groupe :
  - maintien des droits en cas de décès, retraite [2], invalidité (2e ou 3e catégorie prévue à l'article L. 341 4 du Code de la Sécurité sociale) ;
  - en cas de décès, les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies et la succession disposerait d'un délai de six mois à partir de la date de décès pour exercer les UP ; passé ce délai les UP seraient irrévocablement caduques.
- En cas de rupture du mandat social ou du contrat de travail pour toute autre raison, caducité des droits, sauf décision contraire du Conseil d'Administration.

L'UP attribuée au titre de 2017 a été valorisée à 6,09 euros par unité.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2018

Gérard Mestrallet n'a perçu aucune Unité de Performance au titre de 2018.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 7 mars 2018 a décidé d'attribuer 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2018.

Les Unités de Performance sont soumises aux conditions et paramètres suivants :

- L'attribution prend effet le 7 mars 2018, les Unités de Performance étant définitivement acquises le 15 mars 2022, Isabelle Kocher ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles ;
- L'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers [3] ;
- En cas d'exercice, l'Unité de Performance est valorisée sur base du cours moyen pondéré journalier, publié ultérieurement au dépôt de la demande. Cette approche réduit les effets de volatilité inhérents à un cours de clôture ou d'ouverture ;
- Obligation de réinvestir, en actions ENGIE, 2/3 du produit de l'exercice des Unités de Performance net d'impôt et de prélèvements sociaux jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention (deux années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux) ;

(1) Ainsi, le taux de réussite global sera la moyenne arithmétique des trois taux de réussite individuels. Les conditions de performance sont les suivantes:
(a) une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2019 et 2020 par rapport au RNRPG cible fixé dans le PAMT examiné par le Conseil d'Administration (au pro forma) ;
(b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2019 et 2020 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT examiné au Conseil d'Administration (au pro forma) ;
(c) une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence. Le panel de référence est composé de EDF, E.ON, Innogy, RWE, ENEL, Iberdrola, Gas Natural et Uniper (ci-après le «Panel»), étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les besoins de la pondération ;
Afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera calculé en prenant les moyennes des TSR ENGIE et des sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des Actions de Performance en question.
Une seule et unique pente de performance est d'application pour chacun des les trois critères :
Performance ENGIE <= 80% du niveau cible : taux de réussite de 0 %
Performance ENGIE >= 100% du niveau cible : taux de réussite de 100 %
Progression proportionnelle et linéaire pour résultats intermédiaires
La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b) et c) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise.

(2) Y compris une fin de mandat liée à l'atteinte de la limite d'âge fixée par les statuts de la Société.

(3) Ainsi, le taux de réussite global sera la moyenne arithmétique des trois taux de réussite individuels. Les conditions de performance sont les suivantes :
(a) une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2020 et 2021 par rapport au RNRPG cible fixé dans le PAMT examiné par le Conseil d'Administration (au pro forma) ;
(b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2020 et 2021 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT examiné au Conseil d'Administration (au pro forma) ;
(c) une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence composé de EDF, EDP, E.ON, Innogy, RWE, ENEL, Iberdrola, Gas Natural, Spie et Uniper (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique, à l'exception des sociétés E.ON, Innogy, RWE et Uniper qui sont comptabilisées pour une demie part pour les besoins de pondération.
Afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera calculé en prenant les moyennes des TSR ENGIE et des sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des Actions de Performance en question.
Une seule et unique pente de performance est d'application pour chacun des trois critères :
Performance ENGIE <= 80% du niveau cible : taux de réussite de 0 %
Performance ENGIE >= 100% du niveau cible : taux de réussite de 100 %
Progression proportionnelle et linéaire pour résultats intermédiaires
La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b) et c) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise.

- Les périodes d'interdiction associées aux Actions de Performance sont d'application ;
- En cas de départ du Groupe, application des mêmes conditions que celles appliquées aux divers plans d'Action de Performance. Ceci établirait un régime de traitement identique aux autres bénéficiaires de rémunérations incitatives à long terme dans le Groupe :
  - maintien des droits en cas de décès, retraite [1], invalidité (2e ou 3e catégorie prévue à l'article L. 341-4 du Code de la Sécurité sociale),
  - en cas de décès, les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies et la succession disposerait d'un délai de six mois à partir de la date de décès pour exercer les Unités de Performance ; passé ce délai les Unités de Performance seraient irrévocablement caduques ;
- En cas de rupture du mandat social ou du contrat de travail pour toute autre raison, caducité des droits, sauf décision contraire du Conseil d'Administration.

L'UP attribuée au titre de 2018 est valorisée à 6,58 euros par unité.

4.6.1.4 Régime de retraite

Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucun avantage de retraite accordé à titre individuel. En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, il bénéficie des régimes collectifs de retraites supplémentaires à prestations (article 39) et à cotisations définies (article 83) de l'ex-groupe SUEZ dont il est devenu salarié en 1984. Gérard Mestrallet a été reconduit dans ses fonctions de Président-Directeur Général le 23 avril 2012 et dès lors son contrat de travail, suspendu automatiquement lorsqu'il est devenu dirigeant mandataire social, a été résilié à son initiative, conformément au Code Afep-Medef. Il a sollicité la liquidation de ses droits à retraite du régime général auprès de la CNAV, des régimes obligatoires ARRCO et AGIRC et des régimes collectifs de retraites supplémentaires qui ont été précisément décrites notamment dans les Documents de Référence de la Société et qui ont fait l'objet d'un vote favorable de l'Assemblée Générale des actionnaires dans le cadre du *say on pay*. Ces régimes collectifs sont par ailleurs décrits dans les paragraphes suivants. Gérard Mestrallet avait renoncé, pour la durée de ses fonctions de Président-Directeur Général, à percevoir tous arrérages de rente qu'il avait acquis, résultant des régimes collectifs de retraites supplémentaires. Aucun incrément de ses droits acquis n'est intervenu. Le montant annuel de la rente résultant des régimes collectifs de retraite dont bénéficie Gérard Mestrallet depuis le 4 mai 2016, date de la cessation de ses fonctions de Directeur Général, s'élève à 831 641 euros sur une base annuelle avant prélèvements fiscaux et sociaux, soit 28% de sa rémunération de référence au titre de 2012 (année de référence pour la liquidation de ses droits).

En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, Isabelle Kocher a bénéficié jusqu'au 31 décembre 2014 des régimes collectifs de retraites supplémentaires de l'ex-groupe SUEZ dont elle est devenue salariée en 2002, qui comprennent un régime à cotisations définies et un régime à prestations définies.

S'agissant du régime à cotisations définies (article 83), l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond annuel de la Sécurité sociale), 8% Tranche B (entre un et quatre plafonds annuels de la Sécurité sociale), 8% Tranche C (entre quatre et huit plafonds annuels de la Sécurité sociale).

Le régime à prestations définies (article 39) relève de l'article L. 137-11 du Code de la Sécurité sociale. Il est géré par la société ENGIE Management Company, filiale française à 100% d'ENGIE. Sont bénéficiaires de ce régime l'ensemble des cadres et mandataires sociaux au sein d'ENGIE Management Company, qui sont inscrits au régime de sécurité sociale français et qui remplissent les trois conditions cumulatives suivantes : (i) avoir perçu une rémunération brute supérieure au plafond de la Tranche B des cotisations du régime de retraite complémentaire des cadres AGIRC, soit au-delà de quatre fois le plafond annuel de la sécurité sociale, (ii) avoir achevé leur carrière dans une des sociétés du Groupe et (iii) avoir liquidé au moins un régime de retraite de base. L'assiette de calcul de la rente est la rémunération brute perçue au cours de l'année considérée, plafonnée à 50 fois le plafond de la sécurité sociale. La rémunération est celle entrant dans l'assiette de cotisations sociales telle que définie par l'article L. 242-1 1er alinéa du Code de la Sécurité sociale.

Ce régime prévoit le versement d'une rente égale à la somme des éléments annuels de rente calculés sur 2% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche C) et de 4% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et cinquante fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche D), diminuée du régime à cotisations définies précité calculé sur la Tranche C de la rémunération. Pour une carrière de minimum 10 ans dans le régime la rente totale ne peut être inférieure à 20% de la Tranche C de la rémunération moyenne des cinq dernières années majorée de 30% de la Tranche D de cette même rémunération ni supérieure à 30% de la Tranche C majorée de 40% de la Tranche D. Si la durée de présence est inférieure à 10 ans, les droits correspondants sont calculés au prorata de la présence effective.

Les droits au titre du régime à prestations définies sont «aléatoires» car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein du Groupe au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse.

Le financement de ce régime est à la charge de la société ENGIE Management Company qui verse des primes à un organisme d'assurance tiers au Groupe avec lequel cette société a contracté pour lui confier la gestion des retraites, calculer les provisions mathématiques des rentes et assurer leur service. Les charges sociales associées à charge de l'entreprise s'élèvent à 24%.

Conformément aux délibérations du Conseil d'Administration du 10 mars 2016, les droits d'Isabelle Kocher au titre de ces régimes collectifs de retraite supplémentaire à prestations et à cotisations définies ont été gelés au moment de la suspension de son contrat de travail, soit au 31 décembre 2014.

Les droits accumulés de 2002 à 2014 au titre du régime collectif à prestations définies conduiraient sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière à une rente annuelle de retraite à l'âge de 65 ans estimée, à la clôture de l'exercice 2015, à 145 456 euros, avant prélèvements fiscaux et sociaux.

Par ailleurs, lors de sa séance du 10 mars 2016, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en place un nouveau système de retraite supplémentaire pour Isabelle Kocher dans lequel l'entreprise ne garantit plus de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce nouveau dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Dans la détermination des paramètres de ce dispositif, le Conseil d'Administration a été animé par la volonté de ne pas pénaliser

(1) Y compris une fin de mandat liée à l'atteinte de la limite d'âge fixée par les statuts de la Société.

Isabelle Kocher par rapport à sa situation actuelle ni de créer un avantage nouveau. Le Conseil d'Administration a décidé dans ce cadre de verser un abondement de 366 091 euros au titre de l'exercice 2015. Cet abondement est soumis aux cotisations sociales déplafonnées selon les règles en vigueur.

Ce système permet, sans porter préjudice aux droits au titre des régimes collectifs correspondant à la période d'activité salariée antérieure à une suspension du contrat de travail qui sont gelés et préservés, d'assurer à Isabelle Kocher une couverture dédiée à la retraite correspondant à l'importance de ses responsabilités de dirigeant mandataire social. Cette politique a vocation à s'appliquer à tout cadre dirigeant qui serait promu dirigeant mandataire social exécutif à la tête du Groupe et dont le contrat de travail sera suspendu.

Le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé de reconduire pour Isabelle Kocher, Directeur Général, les décisions qu'il avait prises lors de sa séance du 10 mars 2016 lorsqu'Isabelle Kocher était Directeur Général Délégué. Ainsi, les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants pour la période antérieure à la suspension de son contrat de travail intervenue le 31 décembre 2014 resteront gelés et préservés, ce qui implique de maintenir son contrat de travail suspendu. De même, le dispositif d'abondement dédié à la retraite et ses paramètres ont été confirmés. Au titre de l'exercice 2016, l'abondement s'est élevé à 406 762 euros. Au titre de l'exercice 2017, l'abondement s'élève à 438 632 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018.

4.6.1.5 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Gérard Mestrallet *Président*	Non	voir 4.6.1.4	Non	Non
Isabelle Kocher *Directeur Général*	Oui (suspendu)	voir 4.6.1.4	cf. ci-dessous	Non

Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Il ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulier. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5 de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par «mois de salaire», il faut entendre un douzième de la rémunération fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directeur Général le 3 mai 2016 était de 13 ans et 7 mois. Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE et qu'aucune indemnité n'est due au titre de clauses de non-concurrence.

4.6.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

	2017		2016	
(en euros)	Montants dus au titre de 2017	Montants versés en 2017	Montants dus au titre de 2016	Montants versés en 2016
Gérard Mestrallet *Président (depuis le 3 mai 2016)* *Président-Directeur Général (jusqu'au 3 mai 2016)*				
Rémunération fixe	0	0	477 957	477 957
Rémunération variable	0	0	136 789	235 687
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	2 097	2 097
TOTAL	**0**	**0**	**616 843**	**715 741**

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions. S'agissant de ses droits en matière de retraite, ils sont mentionnés à la Section 4.6.1.4.

	2017		2016	
(en euros)	**Montants dus au titre de 2017**	**Montants versés en 2017**	**Montants dus au titre de 2016**	**Montants versés en 2016**
Isabelle Kocher				
Directeur Général (depuis le 3 mai 2016)				
Directeur Général Délégué (jusqu'au 3 mai 2016)				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	965 860	965 860
Rémunération variable	754 530	661 187	661 187	562 656
Abondement dédié à la retraite	438 632	406 762	406 762	366 091
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	6 012	6 012	6 012	6 012
TOTAL	**2 199 174**	**2 073 961**	**2 039 821**	**1 900 619**

4.6.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

(en euros)	**2017**	**2016**
Gérard Mestrallet		
Président		
Président-Directeur Général (jusqu'au 3 mai 2016)		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	0	616 843
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	386 500
TOTAL	**0**	**1 003 343**

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions.

(en euros)	**2017**	**2016**
Isabelle Kocher		
Directeur Général		
Directeur Général Délégué (jusqu'au 3 mai 2016)		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 199 174	2 039 821
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	730 800	770 812
TOTAL	**2 929 974**	**2 810 633**

La valorisation des Unités de Performance, réalisée sur base d'un modèle fourni par un cabinet externe spécialisé, est fondée sur une approche commune à toutes ses entreprises clientes afin d'obtenir des valorisations comparables. Elle utilise les paramètres et hypothèses conformes aux préconisations des normes IFRS, mais prend en compte toutes les éventuelles conditions de performance (externes et internes), et non pas uniquement les conditions de performance dites «de marché» comme dans les normes IFRS 2. Cette valorisation tient compte également du cours de l'action, du taux de dividende annuel attendu, de la volatilité historique de l'action, du taux sans risque, d'une maturité à trois ans, d'une durée d'acquisition de trois ans et d'une durée de vie estimée à 4,5 ans. Ainsi la valorisation retenue est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014, de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015, de 7,73 euros au titre de 2016, de 6,09 euros au titre de 2017 et de 6,58 euros au titre de 2018.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des Unités de Performance (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes. Ainsi les 87 000 Actions de Performance attribuées à Gérard Mestrallet au titre de 2010 avaient été à l'époque de leur attribution valorisées à 1 706 070 euros ; en réalité seules 12 711 Actions de Performance ont été acquises par Gérard Mestrallet en mars 2014, pour une valeur de 240 937 euros.

4.6.1.8 Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2017 à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 225-100 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 18 mai 2018 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués à Isabelle Kocher, Directeur Général, au titre de l'exercice 2017.

L'article R. 225-29-1 du Code de commerce prévoit que les éléments composant la rémunération totale et les avantages de toute nature sont les suivants :

- les jetons de présence ;
- la rémunération fixe annuelle ;
- la rémunération variable annuelle ;
- la rémunération variable pluriannuelle ;
- les attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions ;
- les attributions gratuites d'actions ;
- les rémunérations exceptionnelles ;
- les rémunérations, indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise de fonction ;
- les engagements mentionnés aux premier et sixième alinéas de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce ;
- les éléments de rémunération et des avantages de toute nature dus ou susceptibles d'être dus à l'une des personnes mentionnées au premier alinéa de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, au titre de conventions conclues, directement ou par personne interposée, en raison de son mandat, avec la société dans laquelle le mandat est exercé, toute société contrôlée par elle, au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce, toute société qui la contrôle, au sens du même article, ou encore toute société placée sous le même contrôle qu'elle, au sens de cet article ;
- tout autre élément de rémunération attribuable en raison du mandat ;
- les avantages de toute nature.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels dont le versement a été conditionné à l'approbation par une assemblée générale ordinaire ne peuvent être versés qu'après approbation de la rémunération par une assemblée générale des éléments de rémunération de la personne concernée.

Il est rappelé que Gérard Mestrallet, Président du Conseil, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions en 2017.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE 2017 À MADAME ISABELLE KOCHER, DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000 €	La rémunération fixe d'Isabelle Kocher a été fixée à 1 000 000 €.
Rémunération variable annuelle	754 530 €	La structure de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de 2017 versée en 2018 se décompose en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2017 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 1er mars 2017. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants : - **Conduite du plan de transformation** (60%) : a) Accélérer le déploiement stratégique du Groupe b) Innovation : préparer des relais de croissance additionnels à moyen terme c) Digital : accélérer la transformation digitale du Groupe (*digital operations*) d) Performance : poursuivre l'amélioration de l'efficacité opérationnelle des actifs industriels, accélérer le déploiement de Lean 2018 et poursuivre la restructuration du Corporate e) Adaptation du Groupe et leadership - **Anticipation et gestion des risques** (10%) : affiner la méthodologie et les moyens mis en œuvre pour anticiper, identifier et traiter les risques pesants ou susceptibles de peser sur les activités du Groupe - **Gestion des dossiers difficiles** (10%) - **Communication** (10%) : positionner ENGIE comme un Groupe en ligne avec les attentes de ses clients et ses parties prenantes. Être particulièrement attentif à la compréhension par le marché, les investisseurs et les principales parties prenantes externes de la stratégie du Groupe, et Responsabilité sociale, sociétale et environnementale (10%) : veiller à ce que le Groupe évolue en ligne avec les objectifs extra-financiers 2016-2020 avec une attention particulière en matière de santé-sécurité. Dans le cadre d'une démarche de progrès continu, veiller à l'évolution des ratings extra-financiers et à la réputation du Groupe. Lors de sa séance du 7 mars 2018, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a : • constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 105,31% (1) ; • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 111,50%. Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le *taux global* de réussite à 107,79%. Le montant de la part variable au titre de 2017 s'élève à 754 530 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018.
Abondement dédié à la retraite	438 632 €	Le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé de reconduire le dispositif d'abondement dédié à la retraite dont Isabelle Kocher bénéficiait lorsqu'elle était Directeur Général Délégué. Dans ce système de retraite supplémentaire, l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce nouveau dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de la période considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2017, cet abondement est de 438 632 euros, sous réserve d'un vote favorable des actionnaires.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Isabelle Kocher ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Jetons de présence	Néant	Isabelle Kocher ne perçoit pas de jetons de présence.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Isabelle Kocher ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Valorisation (2) : 730 880 €	Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 1er mars 2017 a décidé d'attribuer 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher au titre de 2017. Le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a déterminé que la valeur à l'octroi de cet élément de rémunération ne doit pas dépasser 40% de la rémunération globale cible.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 107,94% ; ROCE (1/6) : 91,50% ; Free cash flow (1/6) : 116,51% ; Dette nette (1/6) : 100,02%.

(2) Cf. note sur cette valorisation théorique à la Section 4.6.1.7.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Cette recommandation, qui ne vise pas les directeurs généraux délégués, s'applique en revanche aux directeurs généraux. Lors de la nomination d'Isabelle Kocher comme Directeur Général, précédemment Directeur Général Délégué, le Conseil d'Administration a néanmoins estimé qu'il convenait de maintenir suspendu le contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contre-productive. Le contrat de travail suspendu d'Isabelle Kocher ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulier. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5 de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par «mois de salaire», il faut entendre un douzième de la rémunération annuelle fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directeur Général le 3 mai 2016 était de 13 ans et 7 mois. Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE et qu'aucune indemnité n'est due au titre de clauses de non-concurrence.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Régime de retraite supplémentaire	Néant	En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, Isabelle Kocher a bénéficié jusqu'au 31 décembre 2014 des régimes collectifs de retraites supplémentaires de l'ex-groupe SUEZ dont elle est devenue salariée en 2002, qui comprennent un régime à cotisations définies et un régime à prestations définies. S'agissant du régime à cotisations définies (article 83), l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond annuel de la Sécurité sociale), 8% Tranche B (entre plafond annuel et quatre plafonds de la Sécurité sociale), 8% Tranche C (entre quatre et huit plafonds de la Sécurité sociale). Le régime à prestations définies (article 39) relève de l'article L. 137-11 du Code de la Sécurité sociale. Il est géré par la société ENGIE Management Company, filiale française à 100% d'ENGIE. Sont bénéficiaires de ce régime l'ensemble des cadres et mandataires sociaux au sein d'ENGIE Management Company, qui sont inscrits au régime de Sécurité sociale français et qui remplissent les 3 conditions cumulatives suivantes : (i) avoir perçu une rémunération brute supérieure au plafond de la Tranche B des cotisations du régime de retraite complémentaire des cadres AGIRC, soit au-delà de quatre fois le plafond annuel de la Sécurité sociale, (ii) avoir achevé leur carrière dans une des sociétés du Groupe et (iii) avoir liquidé au moins un régime de retraite de base. L'assiette de calcul de la rente est la rémunération brute perçue au cours de l'année considérée, plafonnée à 50 fois le plafond de la Sécurité sociale. La rémunération est celle entrant dans l'assiette de cotisations sociales telle que définie par l'article L. 242-1 1er alinéa du Code de la Sécurité sociale. Ce régime prévoit le versement d'une rente égale à la somme des éléments annuels de rente calculés sur 2% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche C) et de 4% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et cinquante fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche D), diminuée du régime à cotisation définie précitée calculée sur la Tranche C de la rémunération. Pour une carrière de minimum 10 ans dans le régime la rente totale ne peut être inférieure à 20% de la Tranche C de la rémunération moyenne des cinq dernières années majorée de 30% de la Tranche D de cette même rémunération ni supérieure à 30% de la Tranche C majorée de 40% de la Tranche D. Si la durée de présence est inférieure à 10 ans, les droits correspondants sont calculés au prorata de la présence effective. Les droits au titre du régime à prestations définies sont «aléatoires» car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein du Groupe au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse. Le financement de ces régimes est à la charge de la société ENGIE Management Company qui verse des primes à un organisme d'assurance tiers au Groupe avec lequel cette société a contracté pour lui confier la gestion des retraites, calculer les provisions mathématiques des rentes et assurer leur service. Les charges sociales associées à charge de l'entreprise s'élèvent à 24%. Conformément aux délibérations du Conseil d'Administration du 10 mars et du 3 mai 2016, les droits d'Isabelle Kocher au titre de ces régimes collectifs de retraite supplémentaire à prestations et à cotisations définies ont été gelés au moment de la suspension de son contrat de travail, soit au 31 décembre 2014. Les droits accumulés de 2002 à 2014 au titre du régime collectif à prestations définies conduiraient sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière à une rente annuelle de retraite à l'âge de 65 ans estimée, à la clôture de l'exercice 2015, à 145 456 euros, avant prélèvements fiscaux et sociaux.
Avantages de toute nature	6 012 €	Isabelle Kocher bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.6.1.9 Principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables aux dirigeants mandataires sociaux en raison de leur mandat

Rémunération du Président du Conseil au titre de 2018

Sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a lors de sa séance du 7 mars 2018 arrêté les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables au Président du Conseil en raison de son mandat au titre de l'exercice 2018. Cette politique est applicable à compter du 18 mai 2018 à l'issue de l'Assemblée Générale des actionnaires qui aura à se prononcer sur celle-ci conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce.

La rémunération du Président du Conseil d'Administration comprend une rémunération fixe annuelle. Elle ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

La rémunération fixe s'élève à 350 000 euros.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de jeton de présence en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses comités.

Le Président du Conseil pourra bénéficier d'une couverture prévoyance et frais de santé.

Il bénéficie d'un véhicule de fonction.

Rémunération du Directeur Général au titre de 2018

Sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 7 mars 2018, décidé de maintenir inchangés les différents paramètres constituant la politique de rémunération du Directeur Général.

Cette politique sera soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 18 mai 2018, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce.

Cette politique, qui est revue annuellement par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, s'appuie notamment sur des études spécifiques réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Des critères de performance quantifiables et qualitatifs précis et exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et contribuent à maintenir un lien entre la performance du Groupe et la rémunération du Directeur Général dans une perspective de court, moyen et long terme.

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

La part fixe est revue chaque année. Elle demeure inchangée sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en décide autrement eu égard notamment au contexte de marché, aux évolutions éventuelles du profil d'ENGIE et à l'évolution de la rémunération des salariés du Groupe.

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe. Elle est assortie de critères cohérents avec l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général et avec la stratégie de l'entreprise. Elle est assortie à hauteur de 60% de critères quantifiables visant à rémunérer la performance économique et 40% de critères qualitatifs. Parmi les critères qualitatifs, figure au moins un objectif en matière de responsabilité sociale, sociétale et environnementale. Une sous-pondération est établie au sein des objectifs quantifiables et qualitatifs.

La part incitative à long terme prend la forme d'Unités de Performance, soumises à des conditions de performance comparables à celles assortissant les plans d'Action de Performance dont ne bénéficient pas les dirigeants mandataires sociaux de la Société. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables et comportent au moins une condition externe portant sur l'évolution relative du *Total Shareholder Return* (performance boursière, dividende réinvesti) et une condition interne portant sur la création de valeur. Elle vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut à l'attribution initiale représenter plus de 40% de la rémunération globale du dirigeant. En cas d'exercice des Unités de Performance, le Directeur Général devra réinvestir une quote-part du produit de l'exercice dans l'acquisition d'actions de la Société jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'un portefeuille d'actions correspondant à deux années de rémunération fixe.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels au titre de 2018 sera conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2019. Sont ainsi visés la part variable annuelle et l'abondement destiné à financer la retraite du Directeur Général au titre de 2018 dont le versement n'interviendra qu'à l'issue du vote favorable lors de l'Assemblée Générale précitée.

Enfin, le Directeur Général continuera à bénéficier d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Directeur Général continuera également à bénéficier de la protection des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants afin de bénéficier de conditions de protection sociale conforme au marché.

Le Directeur Général, qui est administrateur, ne perçoit pas de jetons de présence au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

En application de ces principes, la rémunération fixe au titre de 2018 du Directeur Général, demeure inchangée et s'établit à 1 000 000 euros.

La rémunération variable cible qui sera versée en 2019 au titre de l'exercice 2018 demeure également inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2018 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2017 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 7 mars 2018. Le Conseil d'Administration du 7 mars 2018 a également arrêté et pondéré les objectifs qualitatifs au titre de 2018 et qui, dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, ne seront rendus publics qu'en 2019.

Enfin, le Conseil d'Administration a arrêté une part incitative à long terme sous la forme de l'attribution de 120 000 unités de performance au titre de 2018. Les unités de performance seront définitivement acquises le 15 mars 2022, le Directeur Général ayant ensuite 3 ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles. L'acquisition en 2022 de ces unités de performance dépendra de la réalisation d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers : une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2020 et 2021, une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2020 et 2021 et une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au «Total Shareholder Return» (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence. Les conditions internes sont calées par rapport aux objectifs fixés dans le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT).

Le panel de référence est composé de EDF, EDP, E.ON, Innogy, RWE, ENEL, Iberdrola, Gas Natural, Spie et Uniper (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique, à l'exception des sociétés E.ON, Innogy, RWE et Uniper qui sont comptabilisées pour une demi-part pour les besoins de pondération. Par rapport à 2017, les sociétés Spie et EDP ont été ajoutées afin de refléter à la fois la transformation du Groupe qui s'appuie fortement sur les métiers des services énergétiques et les énergies renouvelables et, plus généralement, le paysage énergétique actuel.

Les pentes des conditions de performance des Unités de performance seront les suivantes : pour un résultat égal ou inférieur à 80% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à zéro. Pour un résultat égal ou supérieur à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 100%. La progression entre les deux bornes sera linéaire.

Par ailleurs, le Directeur Général continuera à bénéficier d'un système de retraite supplémentaire à cotisations définies dans les conditions précitées ainsi que de la protection des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants.

Il est au surplus rappelé que le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Cette recommandation, qui ne vise pas les directeurs généraux délégués, s'applique en revanche aux directeurs généraux. Lors de la nomination d'Isabelle Kocher comme Directeur Général, précédemment Directeur Général Délégué, le Conseil d'Administration a néanmoins estimé qu'il convenait de maintenir suspendu le contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contre-productive.

Le contrat de travail suspendu d'Isabelle Kocher ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulier. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5 de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par «mois de salaire», il faut entendre un douzième de la rémunération annuelle fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directeur Général le 3 mai 2016 était de 13 ans et sept mois.

Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.6.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) (1)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2017 au titre de 2016 et payées en 2016 au titre de 2015.

La part variable versée en 2018 au titre de l'exercice 2017 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG, ROCE et dette nette, et pour 35% sur des critères qualitatifs focalisés sur la réussite de la transformation du Groupe.

(1) Jusqu'au 3 mai 2016, le Codir et le Comex ont coexisté. Depuis le 4 mai 2016, seul le Comex nouvellement composé réunissait l'équipe dirigeante et le Codir a été supprimé. Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année considérée.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

(en euros)	2017	2016
Fixe	5 371 720	4 973 691
Variable	4 255 522	4 798 609
TOTAL	**9 627 242**	**9 772 300**
Nombre de membres	11	11

4.6.3 Provision de retraites

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 29,3 millions d'euros au 31 décembre 2017, 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 déterminée.

4.6.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs

4.6.4.1 Les Administrateurs et les censeurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle des jetons de présence, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a arrêté les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 de Gaz de France d'un montant de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle des jetons de présence, alliant une part fixe à une part variable prépondérante en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des Comités du Conseil, conformément à la recommandation de l'article 20.1 du Code Afep-Medef. Ce même système s'applique à la rémunération des Censeurs qui est prélevée sur l'enveloppe des jetons de présence.

Les règles de répartition sont rappelées ci-après, étant précisé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent aucun jeton de présence au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

RÈGLE DE RÉPARTITION DES RÉMUNÉRATIONS DES ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Administrateur	
• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	50 000, si 100% de présence
Comité d'Audit	
Président :	
• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	40 000, si 100% de présence
Membre du Comité :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, si 100% de présence
Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	
Président :	
• Part fixe	10 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	25 000, si 100% de présence
Membre du Comité :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence
Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	
Président :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, si 100% de présence
Membre du Comité :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence
Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	
Président :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, si 100% de présence
Membre du Comité :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence
Censeur	
• Part fixe	20 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	2 571 euros par séance, dans la limite de sept séances La part variable individuelle maximale est plafonnée à 17 997 euros par an

Sur ces bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2017, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre rémunération ne leur a été versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

MONTANT DES RÉMUNÉRATIONS VERSÉES AUX ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET AUX CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

En euros	Exercice 2017 [1]	Exercice 2016 [1]
Ann-Kristin Achleitner	83 000 [2]	74 833 [2]
Edmond Alphandéry	125 000 [3]	125 000 [3]
Jean-Louis Beffa	-	37 499 [3][4]
Fabrice Brégier	60 950 [3]	37 666 [3][5]
Aldo Cardoso	128 450 [2]	140 000 [2]
Patrice Durand	24 500 [3]	375 [3][6]
Catherine Guillouard	14 508 [3]	16 230 [3][8]
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	22 200 [3]	18 750 [3][6]
Barbara Kux	77 750 [2]	77 500 [2]
Françoise Malrieu	135 000 [3]	134 584 [3]
Marie-José Nadeau	110 000 [2]	103 333 [2]
Lord Ricketts of Shortlands	85 000 [2]	35 416 [2][7]
Lord Simon of Highbury	-	30 479 [2][4]
TOTAL	**866 358**	**831 665**

(1) Les jetons de présence dus au titre d'un exercice sont versés au cours de l'exercice concerné.
(2) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France.
(3) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.
(4) Administrateur jusqu'au 3 mai 2016.
(5) Administrateur élu par l'Assemblée Générale le 3 mai 2016.
(6) Administrateur coopté, sur proposition de l'État, le 14 décembre 2016, du secteur privé.
(7) Administrateur élu par l'Assemblée Générale le 3 mai 2016, avec prise d'effet au 1er août 2016.
(8) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé.

4.6.4.2 L'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs, du secteur public, nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Lucie Muniesa, Catherine Guillouard (depuis la date de sa nomination par décret du 2 août 2017, Présidente-Directrice Générale de la RATP) et Stéphane Pallez, n'ont perçu, personnellement, aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat. Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Catherine Guillouard (jusqu'à la date de sa nomination par décret du 2 août 2017, Présidente-Directrice Générale de la RATP), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Patrice Durand ont perçu 30% du montant des jetons de présence correspondant à leurs mandats, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014 pris en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital (cf. tableau ci-dessus).

Il est précisé, compte tenu de ce qui précède, que le solde du montant des jetons de présence correspondant à ces mandats (337 255 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.6.4.3 Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration d'ENGIE n'ont perçu aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de : Alain Beullier, Christophe Aubert (depuis le 12 mai 2017), Philippe Lepage, Olivier Marquer et Caroline Simon (jusqu'au 12 mai 2017).

4.6.5 Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance

4.6.5.1 Disponibilité des Actions de Performance et des actions issues de levées de stock-options

La loi n° 2006-1770 du 30 décembre 2006 pour le développement de la participation et de l'actionnariat salarié et portant diverses dispositions d'ordre économique et social (dite «loi Balladur») transposée dans le Code de commerce à l'article L. 225-197-1, impose des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux et des actions résultant de la levée d'options à l'occasion des plans d'attribution mis en œuvre à partir du 1er janvier 2007.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises et des actions issues d'options exercées. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à 2 années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises et réinvestissement de 2/3 de la plus-value nette issue d'une levée-vente d'options, ou conservation du nombre correspondant d'actions issues d'une levée simple d'options.

Le Conseil d'Administration a adapté ce dispositif aux Unités de Performance des dirigeants mandataires sociaux *(voir Section 4.6.1.3)* en imposant l'obligation de réinvestir, en actions ENGIE, 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention (deux années de rémunération fixe) visé ci-dessus.

4.6.5.2 Dispositif de gestion programmée des stock-options

Depuis le 11 novembre 2017, plus aucun plan de stock-options n'est en vigueur chez ENGIE. Jusqu'à cette date, le dispositif ci-après était en place.

Le Conseil d'Administration d'ENGIE du 12 novembre 2008 a décidé de poursuivre le dispositif de gestion programmée des stock-options accordées aux dirigeants de l'ex-SUEZ SA. Ce dispositif a largement anticipé les recommandations AMF du 3 novembre 2010 relatives à la prévention des manquements d'initiés imputables aux dirigeants. Le principe en est que les intéressés donnent un mandat irrévocable à un établissement financier afin d'exercer en leur nom et pour leur compte, aux dates et aux conditions fixées préalablement par une instruction annuelle, les options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE et de céder sur le marché les actions correspondantes, avec ou sans la détermination d'un prix unitaire de réserve. Cette instruction annuelle comporte le nombre et la répartition par trimestre des opérations à exercer plan par plan sur la prochaine période de 12 mois. À l'intérieur de chacune de ces périodes trimestrielles, le mandataire financier procède librement, aux dates et pour les volumes qu'il juge appropriés dans le cadre et les limites de l'instruction annuelle, aux levées d'options et aux cessions de titres. L'instruction annuelle est adressée chaque année au mandataire financier dans les 15 jours suivant la date de publication des comptes annuels et sous réserve de ne pas disposer à cette date d'information privilégiée. Une fois cette instruction donnée, elle est irrévocable et l'intéressé s'interdit d'exercer ses options autrement que dans le cadre du mandat. L'interdiction de levée des options et de céder les titres pendant les fenêtres négatives précédant la publication des comptes annuels, semestriels et des informations trimestrielles est maintenue.

Le Conseil d'Administration d'ENGIE a, par ailleurs, décidé que ce système est obligatoire pour les dirigeants mandataires sociaux et pour les membres du Comex.

4.6.5.3 Plans d'options d'achat d'actions et d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2017

Autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 3 mai 2016 a décidé, dans sa trentième résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux de la Société et/ou des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) dans la limite de 0,5% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2016 (Conseil du 1er mars 2017)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 1er mars 2017, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs dans l'activité Trading, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan, ainsi que des autres plans attribués au titre de 2016, figurent en pages 155 et suivantes du Document de Référence 2016 déposé auprès de l'AMF le 23 mars 2017.

Autorisation de l'Assemblée Générale du 12 mai 2017

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 12 mai 2017 a décidé, dans sa dix-septième résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social [1]. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2017 (Conseils du 13 décembre 2017 et du 7 mars 2018)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 13 décembre 2017, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 12 mai 2017, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE). Dans le contexte de la transformation du Groupe, le Conseil d'Administration a décidé à la fois de maintenir le nombre actuel de bénéficiaires, souhaitant ainsi mobiliser les acteurs clés du Groupe autour de la réussite de cette transformation. Il s'agit d'un plan d'actions existantes sans effet dilutif pour les actionnaires.

Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 5 278 045 titres en faveur de 7 310 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 13 décembre 2017 au 14 mars 2021 (2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique)
Condition de présence *(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14 mars 2021 (2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2021 (2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique)
Période de conservation *(obligatoire, sauf décès et invalidité)*	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France et en Belgique, pour qui la période de conservation court du 15 mars 2021 au 14 mars 2022), pas de conservation si acquisition en 2022
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2021, et pour les principaux dirigeants à partir du 15 mars 2022
Conditions de performance	À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : a) Pour 1/3 sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) pour les exercices 2019 et 2020 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma), et b) Pour 1/3 sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) pour les exercices 2019 et 2020 par rapport au budget de ROCE de ces mêmes exercices (au pro forma), et c) Pour 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui d'un panel de sociétés composé d'EDF, Enel, E.ON, Uniper, Gas Natural, Iberdrola, RWE et Innogy) [2] sur la période décembre 2020-janvier 2021 par rapport à novembre-décembre 2017 [3] Une seule et unique pente de performance est d'application pour les chacun des trois critères : • Performance ENGIE <= 75% du niveau cible : taux de réussite de 0% • Performance ENGIE >= 100% du niveau cible : taux de réussite de 100% • Progression proportionnelle et linéaire pour résultats intermédiaires La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b), et c) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions de performance attribuées aux cadres dirigeants. Pour les autres bénéficiaires, les 150 premières actions sont dispensées de conditions de performance.

(1) Plafond de 0,75% commun avec celui de la seizième résolution, portant à la fois sur une attribution gratuite d'actions au profit de l'ensemble des salariés du Groupe, et sur une attribution (équivalent à un abondement) aux salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du Groupe.

(2) Chacune des sociétés composant le panel de référence reçoit une pondération identique, étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les besoins de la pondération

(3) Afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR sera calculé en prenant les moyennes des TSR d'ENGIE et des sociétés du panel sur une durée de deux mois, soit décembre 2020-janvier 2021 par rapport à novembre-décembre 2017.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 7 mars 2018, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 12 mai 2017, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de l'activité Trading, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatives à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 72 personnes au sein de l'activité Trading, pour un nombre total de 135 583 Actions de Performance ENGIE ; ses caractéristiques sont semblables à celles du plan du 1er mars 2017 (conditions de présence et de performance).

Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 07/03/2018 au 14/03/2020 pour environ la moitié des titres Du 07/03/2018 au 14/03/2021 pour les titres restants
Condition de présence *(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2020 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2021 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2020 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2021 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2020 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2021 pour les titres restants
Conditions de performance	• Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité Trading pour l'exercice 2019 pour environ la moitié des titres • Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité Trading pour l'exercice 2020 pour les titres restants

4.6.6 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties à, et levées par, chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.6.6.1 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE consenties par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du groupe ENGIE durant l'exercice 2017 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.6.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE levées durant l'exercice 2017 par les dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE

Néant, y compris les options de souscription ou d'achat d'actions Suez détenues par Isabelle Kocher (voir Section 4.6.6.5)

4.6.6.3 Historique des plans d'options d'achat d'actions ENGIE en vigueur

	Plan du 10 nov. 2009
Date de l'AG d'autorisation	04/05/2009
Point de départ d'exercice des options [1]	10/11/2013
Date d'expiration	09/11/2017
Nombre total au 31 déc. 2017 d'actions pouvant être achetées	0
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les dirigeants mandataires sociaux :	
• Gérard Mestrallet	0 [1]
• Isabelle Kocher	0
Modalités d'exercice	[4]
Prix d'achat (en euros)	29,44
Nombre d'options levées [2]	0
Nombre d'options annulées [3]	4 775 429
Solde au 31 déc. 2017	0

(1) Les options pourraient également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.
(2) Levées du 1er janvier au 31 décembre 2017.
(3) Annulées du 1er janvier au 31 décembre 2017.
(4) Pour les cadres dirigeants du Groupe, 50% des options étaient sous conditions «simples». Ces conditions ont été testées en novembre 2013 pour établir un cours cible de 20,13 €. Ce cours cible a été atteint en clôture de bourse le 22 mai 2014 ; les options soumises à cette condition pourraient être exercées.

4.6.6.4 Historique des plans d'options de souscription d'actions ENGIE en vigueur

Néant

4.6.6.5 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2017

Néant

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux se sont engagés formellement à ne pas avoir recours à des instruments de couverture des options ou des Actions de Performance.

(1) Gérard Mestrallet a renoncé à ses options au titre de l'exercice 2009.

4.6.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.6.7.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2017 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Gérard Mestrallet *Président du Conseil*	Néant
Isabelle Kocher *Directeur Général*	Néant

4.6.7.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2017

Néant

4.6.7.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2012		2013		2014	
Au titre de l'année :	Plan 2012	Plan Traders 27 fév. 2013	Plan 2013	Plan Traders 26 fév. 2014	Plan 2014	Plan Traders 2014
Date de l'AG d'autorisation	23/04/2012	23/04/2012	23/04/2013	23/04/2013	28/04/2014	28/04/2014
Date du CA de décision	05/12/2012	27/04/2013	11/12/2013	26/02/2014	10/12/2014	25/02/2015
Valeur de l'action en euros [1]	8,1	9,2	7,6	13,3	12,1	14,7
Début de la période d'acquisition [2]	05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014	10/12/2014	25/02/2015
Fin de la période acquisition	14/03/2016 [3]	14/03/2015 [5] 14/03/2016 (5) 14/03/2017 [6]	14/03/2017 [8]	14/03/2016 [5] 14/03/2017 [5]	14/03/2018 [11]	14/03/2017 [5] 14/03/2018 [5]
Début de la période de conservation	15/03/2016 [3]	15/03/2015 [5] 15/03/2016 [5]	15/03/2017 [8]	15/03/2016 [5] 15/03/2017 [5]	15/03/2018 [11]	15/03/2019 [5] 15/03/2020 [5]
Fin de la période de conservation	15/03/2018 [3]	15/03/2017 [5] 15/03/2018 [5]	15/03/2019 [8]	15/03/2018 [5] 15/03/2019 [5]	15/03/2020 [11]	15/03/2019 [5] 15/03/2020 [5]
Conditions associées	[4]	[7]	[9]	[10]	[12]	[13]
Droits en acquisition au 31 déc. 2016	214 300	5 435	2 703 730	44 356	3 308 605	133 792
Actions acquises du 01 jan. 2017 au 31 déc. 2017	193 975	5 435	438 412	44 120	7 385	65 759
Droits annulés du 01 jan. 2017 au 31 déc. 2017	20 325	0	2 137 249	236	47 395	2 301
Solde des droits au 31 déc. 2017	0	0	128 069	0	3 253 825	65 732

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).
(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.
(3) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2016 au 14/03/2018 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2018 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2017 sans période de conservation.
(4) Pour 547 bénéficiaires, double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2014 et 2015, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).
Pour 6 437 bénéficiaires, condition simple sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone). La double condition était remplie à 50% et la condition simple à 0%.
(5) Pour la moitié des titres.
(6) Pour le personnel en Asie toutes les actions sont acquises le 15/03/2017 et cessibles immédiatement.
(7) EBITDA ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2014 pour 50% (condition intégralement remplie) et EBITDA ENGIE Global Markets 2015 pour 50% (condition intégralement remplie).
(8) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2017 au 14/03/2019 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2019 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2018 sans période de conservation.
(9) Pour 519 bénéficiaires, double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2015 et 2016, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) — condition remplie à 42,61% ; pour 6 356 bénéficiaires, condition simple sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone) — condition remplie à 0%.
(10) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2015 pour 50% (condition remplie intégralement) et BAI ENGIE Global Markets 2016 pour 50% (condition remplie intégralement).
(11) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2018 au 14/03/2020 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2020 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2019 sans période de conservation.
(12) Pour tous les bénéficiaires, une double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2016 et 2017, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone). Double condition remplie à 50%
(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2016 pour 50% (condition intégralement remplie) et BAI ENGIE Global Markets 2017 pour 50% (condition intégralement remplie)

2015			2016		2017
Plan 2015	Plan Traders 2015	Plan 2016	Plan Traders 2016	Plan 2017	Plan Traders 2017
28/04/2015	28/04/2014	03/05/2016	03/05/2016	12/05/2017	12/05/2017
16/12/2015	24/02/2016	14/12/2016	01/03/2017	13/12/2017	07/03/2018
9,8	10,2	8,44	9,89	11,64	10,79
16/12/2014	24/02/2016	14/12/2016	01/03/2017	13/12/2017	01/03/2018
14/03/2019 (14)	14/03/2018 (5) 14/03/2019 (5)	14/03/2020 (17)	12/03/2019 (3) 14/03/2020 (3)	14/03/2021 (21)	14/03/2022 (3) 14/03/2022 (3)
15/03/2019 (14)	15/03/2020 (5) 15/03/2021 (5)	néant (18)	néant	néant (22)	néant
15/03/2021 (14)	15/03/2020 (5) 15/03/2021 (5)	néant (18)	néant	néant (23)	néant
(15)	(16)	(19)	(20)	(24)	(25)
3 277 155	132 529	5 334 860	néant	néant	néant
7 295	0	150	néant	néant	néant
12 305	0	124 100	néant	0	néant
3 257 555	132 529	5 210 610	148 679	5 278 045	néant

(14) Pour la France et la Belgique, avec conservation du 15/03/2019 au 14/03/2021 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2021 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2020 sans période de conservation.

(15) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une double condition pour tous : 50% sur RNRPG des exercices 2017 et 2018, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone).

(16) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2017 pour 50% (condition intégralement remplie) et BAI ENGIE Global Markets 2018 pour 50%.

(17) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation.

(18) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique.

(19) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2018 et 2019, 1/3 sur le ROCE des exercices 2018 et 2019, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Enel, Gas Natural, Iberdrola et RWE, chacune des sociétés composant le panel de référence recevant une pondération identique.

(20) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2018 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2019 pour 50%

(21) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique

(22) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique

(23) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique

(24) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRPG des exercices 2019 et 2020, 1/3 sur le ROCE des exercices 2019 et 2020, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Uniper, Innogy, Enel, Gas Natural, Iberdrola et RWE, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les beoins de la pondération. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(25) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2018 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2019 pour 50%

4.6.7.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2017

Plan	ENGIE 13/02/2006	ENGIE 12/02/2007	ENGIE 16/07/2007	ENGIE 01/06/2008	ENGIE 12/11/2008	ENGIE 13 /01/2011
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	Néant [6]	Néant [6]	EBITDA 2010	EBIDTA 2013 (1/3 TSR (1/3) ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition [1]	15/03/2008	15/03/ 2009 [3]	16/07/2009	01/06/2010	15/03/2011 [3]	15/03/2014 [3]
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	0
Actions acquises	2 000 [2]	3 186 [4]	15	10	3 469 [5]	12 711 [5]
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	01/06/2012	15/03/2013	15/03/2016

(1) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.
(2) Ces 2 000 titres SUEZ sont devenus, suite à la distribution de 65% de SUEZ Environnement Company et la fusion avec Gaz de France : 1 890 actions ENGIE ; 500 actions SUEZ Environnement Company et 20 actions SUEZ («rompus») donnant droit à des actions ENGIE (indemnisées en août 2010 en conformité avec le prospectus de fusion entre SUEZ et Gaz de France).
(3) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit «Balladur» de conservation (cf. Section 4.6.5.1).
(4) Condition remplie.
(5) Condition partiellement remplie.
(6) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.

4.6.7.5 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2017

Plan	ENGIE 13/02/2006	ENGIE 12/02/2007	ENGIE 16/02/2007 [1]	ENGIE 14/11/2007	ENGIE 01/06/2008 [1]	ENGIE 12/11/2008	ENGIE 08/07/2009 [1]
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	ROCE 2008	EBITDA 2009	EBITDA 2009	EBITDA 2010	Néant
Date d'acquisition	15/03/2008 [2]	15/03/2009 [2]	16/07/2009 [2]	15/03/2010 [2]	01/06/2010 [2]	15/03/2011 [2]	08/07/2011
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	0	0
Actions acquises	1 428	2 124	15	1 493	10	786	20
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	15/03/2012	01/06/2012	15/03/2013	08/07/2013

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.
(2) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.

Plan	ENGIE 10/11/2009	SUEZ 16/12/2010	ENGIE 22/06/2011 [1]	ENGIE 06/12/2011	ENGIE 05/12/2012	ENGIE 11/12/2013	ENGIE 10/12/2014
Conditions	EBITDA 2010	RNR 2010-2014 et évolution cours	Néant	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG
Date d'acquisition	15/03/2012 [2]	16/12/2014 [2]	24/06/2013	néant	15/03/2016 [3]	15/03/2017 [3]	15/03/2018 [3]
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	17 000	35 000 [4]
Actions acquises	770	2 100	10	0	10 625	7 024 [5]	0
Date de cessibilité	15/03/2014	16/12/2016	24/06/2015	néant	15/03/2018	15/03/2019	15/03/2020

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.
(2) 15 000 droits radiés le 14/03/2015, la double condition de performance n'ayant pas été remplie.
(3) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.
(4) Au titre de ses activités salariées de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances, en 2014.
5) Condition remplie à 42,61%.

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux se sont engagés formellement à ne pas avoir recours à des instruments de couverture des options ou des Actions de Performance.

4.6.8 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés et levées par les dix salariés non-mandataires sociaux ayant exercé le nombre d'options le plus élevé

4.6.8.1 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2017 par la Société ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Néant.

4.6.8.2 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE levées durant l'exercice 2017 par les dix salariés non-mandataires sociaux d'ENGIE, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

Néant.

4.6.9 Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés

ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2017 PAR ENGIE ET PAR TOUTE SOCIÉTÉ COMPRISE DANS LE PÉRIMÈTRE D'ATTRIBUTION DES ACTIONS ENGIE, AUX DIX SALARIÉS NON MANDATAIRES SOCIAUX LES PLUS DOTÉS DE L'ÉMETTEUR ET DE CES SOCIÉTÉS

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action [1] *(en euros)*	Société émettrice	Plan
540 000	9,69	ENGIE	13/12/ 2017

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2017

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Gérard Mestrallet	29 mars 2017	Acquisition	1 205	12,49	15 056
État	10 janvier 2017	Cession	100 000 000	11,40	1 140 000 000
État	5 septembre 2017	Cession	111 000 000	13,80	1 531 800 000

4.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société

4.7.1 Organisation du contrôle interne

4.7.1.1 Objectifs du contrôle interne

Les objectifs du contrôle interne d'ENGIE, qui s'appuie sur le programme *Internal Control Management and Efficiency* (INCOME), validé par le Comité Exécutif et présenté au Comité d'Audit, sont de fournir une assurance raisonnable sur la maîtrise des opérations au regard des objectifs suivants :

- conformité aux lois et réglementations en vigueur ;
- fiabilité de l'information comptable et financière ;
- réalisation et optimisation des opérations.

L'ambition d'ENGIE est d'être doté de dispositifs de contrôle interne performants à chaque niveau de responsabilité et reposant sur :

- un environnement favorable à la mise en place d'un dispositif de contrôle performant ;
- la responsabilité de l'ensemble des acteurs à tous les niveaux de l'organisation sur la mise en œuvre du contrôle interne ;
- la prise en compte, lors de la conception des contrôles, de l'équilibre entre le niveau d'assurance souhaité et le coût de la mise en œuvre ;
- l'exploitation des résultats des contrôles pour améliorer le fonctionnement des activités.

4.7.1.2 Référentiel de contrôle interne

ENGIE a retenu une organisation et des procédures de contrôle interne fondées sur le modèle promu par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). Cette organisation et ces procédures sont conformes aux principes décrits par l'AMF dans le cadre de référence et prennent en compte son guide d'application, documents publiés en janvier 2007 et actualisés en matière de gestion des risques en juillet 2010. Elles prennent également en compte les préconisations du rapport sur le Comité d'Audit publié par l'AMF à la date du 14 juin 2010 ainsi que la recommandation AMF n° 2013-17 actualisée le 13 janvier 2015.

4.7.1.3 Orientations générales du contrôle interne

Les orientations générales d'ENGIE en matière de contrôle interne (programme INCOME) portent sur :

- le développement et le suivi d'un programme de pilotage efficace et solide, sous la responsabilité des dirigeants, différencié en fonction des besoins de chaque niveau de gestion et adapté aux organisations et aux risques ;
- la formalisation d'un engagement des dirigeants et du management aux différents niveaux de l'organisation sur la mise en œuvre d'un dispositif de contrôle interne sur leur périmètre de responsabilité ainsi que d'actions d'amélioration ;
- le déploiement d'une filière Contrôle Interne en appui aux dirigeants et au management.

4.7.1.4 Périmètre d'application du programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre de déploiement du programme de contrôle interne INCOME (168 entités en 2017) grâce à une approche reposant sur des données financières et à une approche par les risques mises en œuvre avec l'appui des directions du NewCorp.

Les modalités de *reporting* du contrôle interne les plus adaptées aux risques et enjeux identifiés sont ainsi déterminées. Les référentiels de contrôle interne du programme INCOME et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des autres entités (hors périmètre INCOME) comme bonnes pratiques. Ils permettent de couvrir des domaines sensibles comme, par exemple, la séparation des tâches et la protection des actifs.

4.7.1.5 Acteurs du contrôle interne

En complément des informations données précédemment sur le rôle des organes de gouvernement d'entreprise (dans la présente Section 4), il convient de préciser les points suivants :

- le Conseil d'Administration s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne au sein du Groupe ;
- un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comité Exécutif et au Comité d'Audit ;
- les BUs et le NewCorp mettent en œuvre le programme INCOME ; ils définissent leurs propres procédures de contrôle dans le cadre des référentiels et des politiques du Groupe, et ce de manière adaptée à chacun de leurs métiers, ce qui leur permet de superviser le dispositif de contrôle interne au sein des activités de leur périmètre respectif de responsabilité et de valider son efficacité au regard de leurs besoins.

Direction du Contrôle Interne

La Direction du Contrôle Interne organise, en collaboration avec les métiers et les directions du NewCorp, le suivi du programme de contrôle interne pour, notamment, contribuer à la maîtrise des risques les plus significatifs du Groupe.

Elle veille à l'amélioration continue du dispositif de contrôle interne (Voir Section 4.7.3.3 «Démarche d'amélioration continue»). Les évolutions du programme INCOME sont soumises au Comité Exécutif pour approbation.

La Direction du Contrôle Interne anime un réseau de correspondants en charge de piloter le contrôle interne en appui des responsables d'activités des entités en fournissant méthodologie et instructions, en organisant des sessions d'information et de formation et en reportant à leur management les résultats de l'année et les actions d'amélioration identifiées. La Direction du Contrôle Interne apporte également un appui au NewCorp dans son suivi de la mise en œuvre des décisions du Groupe.

Direction du Management des Risques

Voir Section 2.1 «Processus de gestion des risques».

Direction de l'Audit Interne

L'Audit Interne Groupe est une activité indépendante et objective qui donne à ENGIE une assurance raisonnable sur le degré de maîtrise de ses opérations, lui apporte ses conseils pour les améliorer, et contribue à créer de la valeur ajoutée.

L'Audit Interne Groupe est une activité organisée de manière régalienne sur la base de principes fondamentaux garants de son efficience :

- l'indépendance vis-à-vis du management, élément clé de la crédibilité de l'opinion d'audit ;
- la proximité, avec les BUs, gage de positionnement des activités de l'Audit Interne sur la réalité du terrain.

L'Audit Interne a présenté pour 2017 un plan d'audit établi selon une démarche basée sur une concertation étroite avec les managers à tous les niveaux de l'entreprise et en synergie avec le Management des Risques et le Contrôle Interne :

- détermination, analyse et validation des thématiques d'audit majeures et des entités associées ;
- consolidation et présentation au Comité Exécutif du Groupe pour enrichissement et validation des orientations et des principales thématiques ;
- présentation pour approbation au Comité d'Audit.

La multi-compétence des équipes d'audit donne la capacité de travailler sur un large spectre d'activités et permet de conjuguer les synergies au sein des métiers et l'approche globale du Groupe. Par ailleurs, l'ensemble des processus d'activité d'audit interne (élaboration du plan d'audit, exécution des missions d'audit, suivi de la mise en œuvre des recommandations) a été revu dans le cadre d'une démarche d'assurance qualité, avec un objectif d'une plus grande standardisation au sein des activités d'audit interne du Groupe.

Les missions d'audit menées ont été ainsi orientées vers les enjeux majeurs d'ENGIE. Des thèmes prioritaires ont fait l'objet d'une attention particulière :

- la gestion des grands projets de construction ;
- le dispositif de contrôle des activités de la BU Global Energy Management et de sa filiale de *trading* ;
- la sécurisation des systèmes de contrôle industriels ;
- le contexte plus général de transformation du Groupe et de son organisation ;
- les sujets éthiques ;
- la revue des évaluations de contrôle interne et de la pertinence des plans d'actions associés.

Les conclusions d'audit ont été discutées avec le management des entités concernées qui s'est engagé sur des plans d'actions. L'Audit Interne en vérifie la mise en œuvre en lien avec le management opérationnel.

La synthèse des constats et des actions correctives majeures est présentée aux dirigeants des entités, au Comité Exécutif du Groupe ainsi qu'au Comité d'Audit.

4.7.2 Dispositif du contrôle interne

4.7.2.1 Environnement de contrôle

L'environnement de contrôle des entités fait l'objet d'une évaluation annuelle à l'aide de questionnaires structurés selon les composantes du COSO et adaptés au périmètre évalué. Cette approche est complétée notamment par la mise en œuvre de contrôles spécifiques portant sur les délégations de pouvoirs, le respect des principes d'éthique et la gestion des systèmes d'information ; elle est également enrichie par une revue annuelle des contrôles destinés à prévenir et détecter les fraudes.

4.7.2.2 Identification et évaluation des risques

En complément du processus de gestion des risques précédemment présenté (voir Section 2.1 «Processus de gestion des risques»), un dialogue est instauré entre la filière Management des Risques et la filière Contrôle Interne.

Dans ce contexte, les synergies entre les démarches management des risques et contrôle interne sont naturelles ; elles peuvent être illustrées par les quelques exemples suivants :

- détermination du périmètre du programme de contrôle interne INCOME en fonction des risques identifiés (voir Section 4.7.1.4 «Périmètre d'application du programme INCOME») ;
- réalisation de contrôles internes du programme INCOME contribuant à une meilleure maîtrise de risques à enjeux importants, tels que les risques industriels ;
- partage des retours d'expérience de chacune des démarches mises en œuvre.

4.7.2.3 Activités de contrôle

Le programme INCOME couvre près d'une cinquantaine de processus métiers, support et globaux qui sont retenus en fonction des risques de l'entité, pour être reportés au niveau du Groupe.

La pertinence de ces contrôles et leur adaptation éventuelle sont examinées lors des retours d'expérience, des évolutions d'organisation et de la parution de décisions émanant de la Direction Générale et des directions fonctionnelles.

4.7.2.4 Information et communication

Les décisions d'organisation de niveau Groupe ainsi que les référentiels, les instructions, les outils de formation, les guides méthodologiques relatifs au contrôle interne et les résultats mensuels par BU du contrôle interne sont disponibles dans l'intranet du Groupe.

4.7.2.5 Pilotage du contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne relève d'une décision du Président. Son pilotage repose sur les points suivants :

- le suivi mensuel du programme de contrôle interne (autoévaluations, audits) ;
- la présentation aux directions des entités d'une synthèse annuelle permettant notamment de fournir aux dirigeants du Groupe une information concise sur le degré de maturité du contrôle interne de leur entité ;
- l'établissement de feuilles de route des principales actions d'amélioration par les entités opérationnelles et les principales directions fonctionnelles ;
- la coordination de la filière Contrôle Interne avec les autres filières porteuses d'une démarche contribuant à l'amélioration du fonctionnement des activités.

La filière Contrôle Interne est animée par des points réguliers avec les BUs. Ces réunions sont complétées, si nécessaire, par la création de groupes de travail et le déploiement d'actions de sensibilisation.

4.7.3 Mise en œuvre du contrôle interne

4.7.3.1 Conformité aux lois et règlements

Au NewCorp, le Secrétariat Général (la Direction Juridique, la Direction des Organes Sociaux et de la Gouvernance Groupe et la Direction Éthique et Compliance) contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants. Ces équipes sont chargées d'apporter, chacune dans leur domaine d'expertise et de compétences, l'appui nécessaire à la Direction Générale, aux BUs et au NewCorp. Cet appui est notamment effectué (i) par les contributions opérationnelles aux contractualisations, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, en matière d'embargo, dans le domaine de la protection des données personnelles, en matière du droit des sociétés, de la réglementation financière et boursière et du droit de la propriété intellectuelle, (ii) par les actions des centres d'expertise en droit de la concurrence, en régulation et en droit financier, (iii) par les analyses juridiques réalisées et les avis émis à l'occasion des comités d'engagement, (iv) par le suivi régulier des risques juridiques et la contribution à la revue annuelle des risques du Groupe et plus généralement (v) par la mission de pilotage de la filière juridique dont la Direction Juridique Groupe est chargée.

Le respect des lois et des règlements demeure de la responsabilité de chaque BU, métier ou de chaque fonction support ou opérationnelle dans son domaine de compétence. La mise en œuvre des objectifs de contrôle interne en matière de conformité aux lois et règlements est assurée à chaque niveau de gestion du Groupe. Par exemple, certains objectifs de conformité transversaux sont gérés par les fonctions support et opérationnelles du NewCorp concernées :

- la Direction Éthique et Compliance est chargée de la définition des règles d'éthique et de conformité d'ENGIE, ainsi que de la vérification de leur prise en compte, dans le respect des lois et règles en vigueur ;
- la Direction Financière veille à la conformité d'ENGIE en matière comptable, financière et fiscale. Elle réalise le *reporting* financier réglementaire ;
- la Direction Ressources Humaines Groupe assure le respect des lois et des règlements sociaux en vigueur et réalise le *reporting* social réglementaire ;
- la Direction de la Relation Sociétale d'Entreprise veille à la conformité d'ENGIE en matière environnementale, évalue le niveau de maturité environnementale des différentes composantes du Groupe et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

4.7.3.2 Fiabilité de l'information comptable et financière

Environnement de contrôle

L'organisation de la fonction financière repose sur :

- le directeur financier opérationnel qui assure la liaison avec les BUs ;
- des directions du NewCorp : Comptabilités Groupe ; *Enterprise Performance Management* ; Corporate Finance, Trésorerie et Assurances Groupe ; Fiscalité Groupe ; Investissements & Acquisitions Groupe ; Contrôle Interne et Relations Investisseurs ;
- la Direction Financière de chacune des BUs. Celles-ci supervisent leurs entités de *reporting* ; ces dernières ont la responsabilité de la production et du contenu de leurs états financiers ainsi que de leur contrôle interne.

Les responsabilités relatives à l'élaboration de l'information comptable et financière et aux contrôles associés se déclinent à chaque niveau de l'organisation du Groupe (NewCorp, BUs et entités de *reporting*).

Ce dispositif de contrôle interne prend en compte le cadre de référence de l'AMF. Il couvre non seulement les processus de préparation de l'information financière mais également l'ensemble des processus opérationnels en amont concourant à la production de cette information.

Les principales procédures mises en place en matière d'établissement des comptes sociaux et consolidés reposent sur deux outils :

- le manuel des principes comptables édicté pour le Groupe par la Direction des Comptabilités Groupe. Sa mise à jour s'effectue de façon régulière en fonction de l'évolution des normes internationales ;
- les instructions de clôture diffusées préalablement à chaque phase de consolidation. Elles portent sur les hypothèses de clôture (taux de change, d'actualisation et d'impôt par exemple), le périmètre, le calendrier de la remontée des informations, les points d'attention relatifs à la clôture et les principales nouveautés réglementaires. Elles comprennent également la définition des indicateurs de performance utilisés par le Groupe.

Identification et évaluation des risques

Le suivi et la gestion des principaux risques s'organisent comme suit :

- les résultats obtenus *via* les différentes approches mises en place (analyse des risques spécifiques au processus de *reporting* et communication suite aux retours d'expérience) sont exploités et font l'objet de plans d'actions et de communication vers les filières concernées ;
- les processus budgétaire et de Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), le suivi des performances, les réunions régulières où les

fonctions financières sont largement parties prenantes ainsi que les réunions du Comité Exécutif permettent de suivre et de gérer les principaux risques identifiés ;

- les risques spécifiques liés aux processus d'élaboration et de communication de l'information financière sont également revus et font l'objet d'un suivi au cours des clôtures.

Activités de contrôle

Élaboration du Reporting Financier mensuel et des comptes consolidés

Au niveau du NewCorp, la Direction des Comptabilités Groupe et la Direction *Enterprise Performance Management*, toutes deux rattachées à la Direction Financière, coordonnent leurs activités lors de réunions hebdomadaires réunissant leurs principaux responsables.

La Direction des Comptabilités Groupe anime le processus de production des comptes consolidés en bénéficiant du soutien des équipes de consolidation, de l'*Enterprise Performance Management* et du contrôle de gestion des BUs.

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Ce principe de subsidiarité permet la mise en place de contrôles de deuxième niveau sur l'information ainsi préparée :

- au niveau des BUs sur les informations qui leur sont communiquées par les entités de *reporting* ;
- au niveau du NewCorp sur les informations qui lui sont communiquées par les BUs.

Au sein de la Direction des Comptabilités Groupe, trois centres d'expertise (Outil de Consolidation, Process Consolidation au sein de la Direction des consolidations Groupe et Direction des Normes Comptables) optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes. Ces Centres, qui résultent d'une mutualisation des ressources d'expertise au sein du Groupe, permettent de conforter la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

Le rôle de la Direction *Enterprise Performance Management* est explicité ci-dessous dans le paragraphe «Fixation des objectifs et pilotage».

Acteurs des contrôles

À chaque niveau de l'organisation, sont réalisées des opérations concourant à l'établissement de l'information comptable et financière. Leur réalisation s'effectue en conformité avec la méthodologie de contrôle interne définie au niveau du NewCorp par la Direction du Contrôle Interne et diffusée dans le cadre du programme INCOME. Les acteurs concernés sont notamment :

- la Direction Financière de chaque entité de *reporting* qui valide formellement le *reporting* comptable et financier ;
- la Direction Financière de chaque BU qui met en œuvre des procédures auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles, y compris un contrôle de gestion décentralisé (voir ci-dessous le paragraphe «Fixation des objectifs et pilotage») ;
- la Direction des Comptabilités Groupe qui est en charge du *reporting* financier, du contrôle des comptes sociaux (de la société ENGIE et des véhicules financiers gérés par le NewCorp), des comptes consolidés et des relations avec les services comptables de l'AMF.

Le Groupe met en œuvre un système d'engagement formalisé de la part des responsables opérationnels et financiers sur la fidélité et la sincérité de l'information financière remontée par les entités de *reporting* vers les BUs, puis vers le NewCorp, ainsi que sur les dispositifs de contrôle interne qui concourent à la fiabilité de cette information, tout au long de la chaîne mentionnée dans le paragraphe ci-dessus «Environnement de contrôle».

Information et communication

Systèmes d'information comptable et financière

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes l'application informatique SAP *Business Objects Financial Consolidation* (SAP B.F.C. ex-Magnitude) pour la consolidation des comptes et le *reporting* de contrôle de gestion au Groupe.

La responsabilité de la gestion de cette application est assumée conjointement par :

- le Centre d'Expertise Outil de Consolidation pour ce qui relève des missions d'administration, de paramétrage et d'aide à l'exploitation par les utilisateurs ;
- la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

Les autres systèmes d'information concourant à l'élaboration de l'information comptable et financière sont gérés, pour leurs périmètres respectifs, de manière décentralisée par les départements informatiques des BUs et des filiales. Un important programme de convergence progressive et d'intégration de ces systèmes d'information a cependant été engagé en 2017 par la Direction Financière du Groupe, sous le nom de *Common Finance*.

Préparation et validation du rapport annuel

Le Secrétariat Général est en charge de l'élaboration du Document de Référence déposé à l'AMF, qui inclut, notamment, le rapport annuel, ce qui implique :

- la définition du processus de remontée et de validation des informations figurant dans le Document de Référence ;
- la supervision des travaux effectués par le comité de pilotage du Document de Référence ;
- l'application de la réglementation AMF et les relations avec celle-ci.

La Direction Financière est en charge de la Section 6 «Informations Financières» comprenant notamment les comptes consolidés, les comptes sociaux et l'examen de la situation financière.

Préparation et validation des communiqués de presse

La Direction de la Marque et de la Communication Groupe applique les principes fixés par la procédure «Communication à la Presse». Ces règles induisent notamment :

- la coordination des actions entre les équipes de communication du NewCorp et des BUs ;
- la mise en œuvre du processus de remontée et/ou de validation des communiqués de presse ;
- un dispositif de veille et des règles de communication de crise appropriées.

Relations avec les analystes et les investisseurs

De même, la Direction Financière s'appuie sur la procédure en vigueur «Missions et principes de fonctionnement de la Communication Financière» qui précise les principes de gestion pour la communication financière du Groupe et définit précisément ses activités dans les domaines relatifs aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

Au sein de la Direction Financière, la Direction des Relations Investisseurs pilote et coordonne le processus de communication au marché, notamment concernant les informations financières trimestrielles, semestrielles et annuelles et les opérations majeures.

Fixation des objectifs et pilotage

La Direction Générale actualise et communique les objectifs généraux du Groupe ainsi que l'allocation de ressources aux BUs. La Direction *Enterprise Performance Management*, rattachée à la Direction Financière, élabore des notes d'instruction à l'intention de chacune des BUs. Ces notes détaillent les hypothèses macroéconomiques, dont les hypothèses de prix des commodités définies par la Direction de la Stratégie Groupe, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque BU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées des spécificités métier.

Le contrôle de gestion s'effectue de manière décentralisée afin de tenir compte des spécificités de chaque métier. Sa mission est encadrée par les instructions périodiques élaborées par la Direction *Enterprise Performance Management*, les instructions de mise en œuvre de l'application informatique SAP B.F.C. et le manuel des principes comptables édicté par le Groupe.

Un Comité de BU valide, pour chaque BU, les objectifs fixés pour l'année suivante et le budget correspondant, ainsi que les perspectives, au-delà de l'année en cours, issues du processus budgétaire et du Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur lesquelles s'appuie le processus d'impairment test sur les *goodwills* et actifs à long terme. Ce Comité, préparé par la filière financière sous la responsabilité de la Direction *Enterprise Performance Management*, rassemble, autour de la Direction Générale, des directions du NewCorp ainsi que les directions opérationnelle et financière de chaque BU. Le budget consolidé et le PAMT du Groupe sont présentés en Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis puis en Conseil d'Administration.

Lors des Comités de BU suivants, les performances sont comparées au budget et les ajustements éventuels sur les perspectives annuelles sont validés par le Comex du Groupe.

L'amélioration du processus relatif à l'élaboration et au traitement de l'information financière est sous la responsabilité de chaque Directeur Financier de BU et de chaque Directeur du NewCorp concerné. Des retours d'expérience sont réalisés afin de vérifier le correct fonctionnement des processus de production de l'information comptable et financière. Le cas échéant, des missions d'audit interne peuvent vérifier la qualité des processus dans les entités de *reporting* et aux différents niveaux de l'organisation.

4.7.3.3 Démarche d'amélioration continue

La mise en œuvre du contrôle interne dans le Groupe s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue, de rationalisation et d'optimisation du dispositif de contrôle reposant sur les principes suivants :

- analyse des risques ;
- élaboration et enrichissement des référentiels de contrôle interne, en collaboration étroite avec les directions du NewCorp, pour accompagner les politiques du Groupe ;
- dialogue avec les différents métiers ;
- adaptation des contrôles en fonction de l'évolution des risques ;
- animation et formation des correspondants dans les entités, comme par exemple l'action de sensibilisation au risque de fraude menée en 2016 et 2017.

4.8 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service

4.8.1 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

A l'Assemblée Générale des actionnaires de la société ENGIE,

En notre qualité de commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions et engagements réglementés.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles, ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société, des conventions et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions et engagements. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions et engagements en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

4

A. Conventions et engagements soumis à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions et engagements autorisés et conclus au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants conclus au cours de l'exercice écoulé qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

A.1. Regroupement des activités françaises de terminaux et de transport de gaz

Personne concernée

Madame Pallez, administrateur d'ENGIE et de CNP Assurances.

Nature, objet, modalités et motifs

Le conseil d'administration du 28 juin 2017 a autorisé le regroupement des activités françaises de terminaux et de transport de gaz du Groupe à travers l'acquisition de 100% d'Elengy, filiale du Groupe opérant en France des terminaux de gaz naturel liquéfié, par GRTgaz, gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 74,7% par ENGIE SA et à 24,9% par la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), elle-même détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC).

Pour les besoins de cette transaction, les conventions suivantes ont été signées par ENGIE SA, Elengy SA, GRTgaz et SIG ainsi que par CNP Assurances et CDC, soit en tant que partie à ces conventions, soit en leur présence afin qu'elles soient informées des termes de la transaction :

- un protocole d'investissement et ses annexes (contrat de cession et traité d'apport) ;
- un avenant au pacte d'actionnaires de GRTgaz, afin de reprendre les règles de distribution du résultat, soit 100% du résultat net pro-forma, plus 100% de la trésorerie disponible d'Elengy au niveau de GRTgaz ;
- un accord complémentaire entre ENGIE SA et SIG afin de garantir certaines obligations d'information entre actionnaires ;
- des promesses de vente d'actions de GRTgaz entre SIG et ENGIE SA à titre de (i) dédommagement de SIG en cas de non-atteinte du Business Plan par Elengy d'ici à 2023 sur son activité non-régulée ou (ii) de compensation d'ENGIE SA en cas de récupération des montants liés au litige STS préalablement à la transaction, et jusqu'à 36 millions d'euros.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : cette transaction a une réelle portée stratégique pour ENGIE (création d'une plateforme d'infrastructures égalant ses pairs européens dans un contexte de consolidation du secteur) et contribue à la réduction de la dette nette du Groupe.

A.2. Rachat ferme et rachat à terme d'actions ENGIE auprès de l'Etat aux fins d'offre aux salariés

Le 10 janvier 2017, l'État a cédé 4,1% du capital d'ENGIE dans le cadre d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Le 5 septembre 2017, l'État a de nouveau cédé 4,1% du capital d'ENGIE via un placement institutionnel accéléré. Conformément aux dispositions de l'article 31-2 de l'ordonnance n°2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, l'Etat a l'obligation de proposer à la vente 10% des titres qu'il cède sur le marché aux salariés des entreprises dont il détient une participation, soit directement, soit via une cession à l'entreprise à charge pour elle de proposer les titres à ses salariés dans un délai d'un an.

Dans ce contexte, le conseil d'administration réuni les 5 septembre 2017 et 13 décembre 2017 a autorisé le Directeur Général à signer respectivement un contrat de rachat ferme et un contrat de rachat à terme d'actions ENGIE auprès de l'Etat aux fins d'offre aux salariés.

Personnes concernées

Mme Muniesa, administrateur d'ENGIE représentant de l'Etat ainsi que Mmes Guillouard, Jégo-Laveissière et Pallez, et M. Durand, administrateurs d'ENGIE, élus par l'assemblée générale sur proposition de l'Etat.

a) Nature, objet, modalités et motifs : Contrat de rachat ferme

Le conseil d'administration du 5 septembre 2017 a autorisé le Directeur général à signer un contrat de rachat ferme d'actions ENGIE auprès de l'Etat aux fins d'offre aux salariés. Le 5 septembre 2017, concomitamment à la cession par l'Etat de 4,1% du capital d'ENGIE, l'Etat a cédé 11,1 millions de titres à ENGIE, soit 0,46% de son capital.

La cession par l'Etat a été réalisée sur la base d'un prix par action égal à 13,80 euros, correspondant au prix du placement institutionnel accéléré, pour un montant de 153 millions d'euros.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : ENGIE bénéficie du prix du placement privé c'est-à-dire d'un prix avec décote établi de manière transparente par une opération de marché. Par ailleurs, tout en prévenant la dilution, les titres rachetés serviront à renouveler et renforcer l'actionnariat salarié qui contribue à la création d'une base actionnariale stable et à l'association des salariés au projet de transformation. Une fois les titres rachetés, ENGIE pourra librement décider de la décote qu'elle consentira à ses salariés indépendamment des conditions de rachat auprès de l'Etat, dans le respect des dispositions prévues par le Code du travail. L'opération traduit par ailleurs la confiance de la Société dans le bon déploiement du plan stratégique.

b) Nature, objet, modalités et motifs : Contrat de rachat à terme

Le conseil d'administration du 13 décembre 2017 a autorisé le Directeur général, sous réserve de l'avis favorable de la Commission des participations et des transferts sur ce rachat, à signer le contrat de rachat à terme d'actions liées à la cession de 4,1% du capital ENGIE par l'Etat le 10 janvier 2017.

Les modalités de l'opération de rachat à l'Etat sont les suivantes :

- taille maximale du rachat : 11 111 111 actions ;
- date du rachat : juste avant la réalisation de l'offre aux salariés, soit en juillet 2018 au regard du calendrier indicatif ;
- prix : identique au prix de référence dans le cadre de l'offre aux salariés, correspondant à la moyenne des cours moyens de l'action ENGIE pondérés par les volumes échangés sur la bourse (*Volume-Weighted Average Price*) au cours des vingt séances de bourse précédant la décision fixant les dates de la période de révocation dans le cadre de l'offre aux salariés. Ce prix de cession devra être conforme aux conditions prévues dans le programme de rachat d'actions d'ENGIE en vigueur à la date du rachat.

Au-delà des éléments relatifs à l'épargne salariale mentionnés au A.2.a), votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : compte tenu du prix envisagé, qui correspondrait au prix de référence sur la base duquel les actions seraient rétrocédées aux bénéficiaires de l'offre, et du fait que le volume d'actions liées à la cession de l'Etat du 10 janvier 2017 à acquérir correspondrait exactement au nombre d'actions nécessaires pour couvrir les demandes des bénéficiaires dans le cadre de l'offre, ENGIE ne prendrait aucun risque de cours ou de volume.

B. Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale

Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

B.1. Dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

B.1.1. Avec Mme Kocher, administrateur et Directeur général d'ENGIE

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 ayant nommé Mme Kocher Directeur général a décidé de reconduire les décisions qu'il avait prises lors de sa séance du 10 mars 2016, lorsque Mme Kocher était Directeur général délégué en charge des Opérations en matière de maintien du bénéfice du régime de retraite supplémentaire à cotisations définies et des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé.

a) Nature, objet et modalités : Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Le conseil d'administration a décidé de reconduire le système de retraite supplémentaire dit à cotisations définies dans lequel ENGIE ne garantit plus de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime de retraite à cotisations définies (article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce nouveau dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25 % de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe.

Le conseil d'administration du 1er mars 2017 a décidé dans ce cadre, de verser en 2017 un abondement de 406 762 € au titre de l'exercice 2016.

b) Nature, objet et modalités : Régimes collectifs de prévoyance et frais de santé

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 a également décidé de maintenir à Mme Kocher le bénéfice du même système que lorsqu'elle était Directeur général délégué, à savoir les régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

B.1.2. Avec la société Suez Environnement Company, désormais SUEZ

Personne concernée

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration de SUEZ et Mme Kocher, Directeur général, administrateur d'ENGIE et administrateur de SUEZ.

Nature, modalités et objet : Accord relatif à la résolution des litiges argentins

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de Suez, ENGIE et SUEZ (anciennement Suez Environnement), avaient conclu un accord d'une durée de 20 ans portant sur le transfert économique, au profit de SUEZ, des droits et obligations liées aux participations détenues par SUEZ dans les sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fé, s'y rapportant ou en découlant (les « Droits Argentins »).

Cette convention qui avait été expressément autorisée par le conseil d'administration dans sa séance du 4 juin 2008 et signée le 5 juin 2008, s'est poursuivie au cours de l'exercice. Néanmoins, SUEZ n'a pas refacturé d'honoraires d'avocats et de conseils à ENGIE en 2017.

B.2. Sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

B.2.1. Avec Mme Kocher, administrateur et Directeur général d'ENGIE

Nature, objet et modalités : Régimes de retraite supplémentaires à prestations définies

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 ayant nommé Mme Kocher Directeur général a décidé de reconduire les décisions qu'il avait prises lors de sa séance du 10 mars 2016 lorsque Mme Kocher était Directeur général délégué en charge des Opérations en matière de maintien du bénéfice des régimes collectifs de retraites supplémentaires à prestations définies des cadres dirirgeants pour la période antérieure à la suspension de son contrat de travail.

Les droits acquis par Mme Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants pour la période antérieure à la suspension de son contrat de travail intervenue le 31 décembre 2014, s'élevant à 145 456 euros avant prélèvements fiscaux et sociaux, resteront gelés et préservés, sous condition de présence dans le groupe en fin de carrière, ce qui impliquera de maintenir son contrat de travail suspendu.

B.2.2. Avec des sociétés du groupe ENGIE, membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Personne concernée

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration d'ENGIE Energie Services.

Nature, objet et modalités : Adhésion au G.I.E. ENGIE Alliance

Le conseil d'administration de Suez, qui a fusionné avec Gaz de France pour former ENGIE a, dans sa séance du 4 juillet 2001, autorisé la création d'un véhicule de financement ad hoc, le G.I.E. ENGIE Alliance, et l'adhésion de Suez à ce G.I.E.

Il a en outre, décidé l'octroi par Suez d'une garantie au profit des autres membres du G.I.E., filiales de Suez. Ainsi, en sa qualité de société tête du groupe, ENGIE est le garant ultime à l'égard des autres membres pour toute dette que l'un de ceux-ci aurait à payer et qui dépasserait sa quote-part.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2017.

B.2.3. Avec des sociétés du groupe ENGIE, non membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Personne concernée

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration d'Electrabel.

Nature, objet et modalités : Elargissement des activités du G.I.E. ENGIE Alliance

Dans sa séance du 9 mars 2005, le conseil d'administration de Suez a expressément autorisé l'élargissement des activités du G.I.E. Alliance aux filiales de Suez les plus significatives non membres du G.I.E. ENGIE Alliance, afin de faciliter leurs financements.

En sa qualité de société tête du groupe, ENGIE est le garant ultime à l'égard de ces filiales pour toute dette que l'une de celles-ci aurait à payer et qui dépasserait la quote-part de la société-membre qui se porte garante.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2017.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 23 mars 2018

Les commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Stéphane Pédron

4.8.2 Transactions entre parties liées

Se référer à la Note 23 des Comptes Consolidés.

4.8.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

5

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 170

5.1.1 Capital social et droits de vote 170

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 170

5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 171

5.1.4 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices 174

5.1.5 Rachat d'actions 175

5.1.6 Titres non représentatifs du capital 176

5.2 Actionnariat 181

5.2.1 Cotation boursière 181

5.2.2 Répartition du capital 182

5.2.3 Franchissement de seuils légaux 182

5.2.4 Action spécifique 183

5.2.5 Politique de distribution des dividendes 183

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital

5.1.1 Capital social et droits de vote

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en Bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par NYSE Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les indices suivants : BEL 20, Euro STOXX 50, STOXX Europe 600, MSCI Europe, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, Euro STOXX Utilities, STOXX Europe 600 Utilities, Euronext Vigeo (Europe 120, Eurozone 120, France 20) et DJSI (World, Europe).

Au 31 décembre 2017, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées de 1 euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2018	2019	2020	2021	2022	De 2023 à 2027	> 2027	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	4	-	-	-	-	-	-	4	6 504	0
Immobilisations corporelles	2 185	113	14	16	788	41	155	1 058	51 024	4,3
Titres de participation	3 468	75	5	5	64	11	872	2 435	10 065	34,5
Comptes bancaires	238	36	-	-	34	-	28	140	8 931	2,7
Autres actifs	134	1	1	6	24	1	86	21	33 525	0,4
TOTAL	**6 030**	**225**	**20**	**22**	**910**	**53**	**1 141**	**3 659**	**110 048**	**5,5**

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2017, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 2 781 146 364 droits de vote théoriques.

Conformément au Code de l'énergie et à la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, l'État doit détenir plus du tiers du capital ou des droits de vote de la Société, la participation de l'État pouvant être inférieure à ce seuil à condition qu'elle atteigne de nouveau ce seuil du tiers du capital ou des droits de vote dans un délai de deux ans.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour les détails se référer à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2017, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 12 MAI 2017

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
6e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	18 mois (jusqu'au 11 novembre 2018)	Prix maximum d'achat : 30 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 7,3 milliards d'euros	ENGIE détenait 1,92% de son capital au 31 décembre 2017	8,08% du capital
14e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 11 juillet 2019)	2% du capital (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
15e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 11 novembre 2018)	0,5% du capital (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
16e	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du Groupe	38 mois (jusqu'au 11 juillet 2020)	Détention maximum : 0,75% du capital (3)	Néant	0,52% du capital
17e	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société)	38 mois (jusqu'au 11 juillet 2020)	Détention maximum : 0,75% du capital (3)	Attribution le 13 décembre 2017 de 5 278 045 actions de performance soit 0,22% du capital au 31 décembre 2017 et le 7 mars 2018 de 135 583 actions de performance, soit une attribution de 0,0056 % du capital social au 7 mars 2018	0,52% du capital

(1) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 14 et 15e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 12 mai 2017 est fixé à 265 millions d'euros par la 25e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016.
(2) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 15e résolution s'impute sur le plafond de 2% du capital de la 14e résolution.
(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 12 mai 2017, pour les attributions décidées au titre des 16e et 17e résolutions.

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 3 MAI 2016

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
13e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions [1][2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
14e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions [1][2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
15e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières diverses donnant accès au capital de la Société, dans le cadre d'une offre visée à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions [1][2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
16e	Augmentation du nombre de titres ou valeurs mobilières à émettre en cas d'émissions de titres avec ou sans droit préférentiel de souscription réalisées en application des 13e, 14e et 15e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Maximum de 15% de l'émission initiale [1][2]	Néant	Intégralité de l'autorisation
17e	Émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières diverses en rémunération des apports de titre consentis, dans la limite de 10% du capital social, en rémunération des apports (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique).	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions [1][2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
18e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en période d'offre publique).	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions [1][2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
19e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions [1][2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
20e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières diverses, dans le cadre d'une offre visée à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions (1)(2) + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières (1) représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
21e	Augmentation du nombre de titres à émettre en cas d'émission de titres avec ou sans droit préférentiel de souscription réalisée en application des 18e, 19e et 20e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Maximum de 15% de l'émission initiale (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
22e	Émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières diverses en rémunération des apports de titre consentis, dans la limite de 10% du capital social, en rémunération des apports (utilisable uniquement en période d'offre publique).	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	225 millions d'euros pour les actions (1)(2) + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières (1) représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
26e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
27e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
28e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016, pour les émissions décidées au titre des 13e, 14e, 15e, 16e, 17e, 18e, 19e, 20e, 21e et 22e résolutions.

(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 13e, 14e, 15e, 16e, 17e, 18e, 19e, 20e, 21e, 22e, 23e et 24e est fixé à 265 millions d'euros par la 25e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016.

(3) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 24e résolution s'impute sur le plafond de 1% du capital de la 23e résolution.

(4) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016, pour les attributions décidées au titre des 29e et 30e résolutions.

5.1.4 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

ÉMISSION D'ACTIONS

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euros)
22/01/2013	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 4 470 266 options de souscription d'actions	4 470 266 (1)	69 395 152,92	2 412 824 089	2 412 824 089	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 20 307 623 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	20 307 623	277 808 282,64	2 433 131 712	2 433 131 712	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de l'émission de 328 639 actions gratuites par prélèvement sur la prime d'émission dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	328 639	(328 639,00)	2 433 460 351	2 433 460 351	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 824 660 actions suite aux augmentations de capital réservées à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	1 824 660	24 961 348,80	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

(1) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes d'ENGIE au 31 décembre 2012.

Aucune émission d'actions n'est intervenue depuis 2014.

5.1.5 Rachat d'actions

5.1.5.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 12 mai 2017, dans sa 6e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions :

- prix maximum d'achat : 30 euros par action, hors frais d'acquisition ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2017.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2017, la Société a acquis 32 106 259 actions pour une valeur globale de 436,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,59 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 31 106 259 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 425,6 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,68 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2017, ENGIE a acquis 11 100 000 actions pour une valeur globale de 153,2 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,80 euros) en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2018, ENGIE a acquis 3 608 548 actions pour une valeur globale de 50,9 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,11 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 1 808 548 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 43,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,49 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2018, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 28 février 2018, la Société détenait 2,00% de son capital, soit 46 854 639 actions, toutes en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.5.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 18 mai 2018

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-7 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires convoquée le 18 mai 2018 et qui prendra effet à compter du 1er septembre 2018. Le précédent programme de rachat d'actions propres, approuvé par l'Asssemblé Générale Mixte des actionnaires du 12 mai 2017, dans sa 6e résolution, et décrit à la Section 5.1.5.2 du Document de Référence 2016, restera en vigueur jusqu'au 31 août 2018.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;
- pourcentage de rachat maximum de capital autorisé par l'Assemblée Générale : 10% ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- leur attribution ou leur cession à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- de les attribuer ou de les céder à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- leur conservation et leur remise ultérieure à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion, échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;
- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités

Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 28 février 2018, 48 654 639 actions, soit 2,00% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 195 millions d'actions, représentant 8% du capital, soit un montant maximum de 5,8 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 18 novembre 2019.

5.1.6 Titres non représentatifs du capital

5.1.6.1 Titres super-subordonnés

Aucune émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée n'a été lancée en 2017 en complément des opérations de juillet 2013 et mai 2014.

Émetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours *(en devises) (en millions)*	Place de cotation	Code ISIN
ENGIE	EUR	3,875%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2018	600	Paris	FR0011531714
ENGIE	GBP	4,625%	10/07/2013	Perpétuelle	10/01/2019	300	Paris	FR0011531722
ENGIE	EUR	4,750%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2021	750	Paris	FR0011531730
ENGIE	EUR	3,000%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2019	1000	Paris	FR0011942226
ENGIE	EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	1000	Paris	FR0011942283

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa1 par Moody's et BBB par Standard & Poor's.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Section 6.2 «Comptes consolidés» Note 17.2.1).

5.1.6.2 Programme Euro Medium Term Note (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme a été actualisé le 16 octobre 2017 et a reçu le visa n° 17-552 de l'AMF.

5.1.6.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2017 émises par la Société sont détaillées en Section 6.4 «Comptes sociaux» Note 11.

5.1.6.4 Obligations vertes

5.1.6.4.1 Description de l'obligation

Pour accompagner son plan de développement dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE a procédé en mars et septembre 2017 à l'émission d'une deuxième et troisième obligation verte (Green Bond), d'un montant total respectivement de 1,5 milliard d'euros et de 1,25 milliard d'euros. Ces emprunts contribuent au financement du développement du Groupe dans des projets d'énergies renouvelables, d'efficacité énergétique et de préservation des ressources naturelles, et aussi des investissements de R&D dans ces domaines. Le total émis par ENGIE en Green Bond atteint 5,25 milliards d'euros fin 2017.

Avec le *Green Bond* émis en janvier 2018 pour 1 milliard d'euros, ENGIE confirme ainsi son leadership et son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.

Les *Green Bonds* répondent aux dispositions du cadre de référence (*Green Bond Framework*) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes et qui est disponible sur son site internet. Ces dispositions sont de plusieurs ordres. Les principes sont synthétisées ci-après.

Pour chause emprunt obligataire, les fonds levés par ces emprunts ont pour vocation de soutenir les investissements du Groupe dans des projets satisfaisant des critères environnementaux, sociaux et sociétaux, et plus spécifiquement des projets dits «éligibles» (ci-après dénommés les «Projets Éligibles») tels que définis dans la clause d'utilisation des fonds (*use of proceeds*) reprise dans les conditions finales de l'émission *Green Bond*.

Tant que les fonds levés ne seront pas intégralement alloués à des Projets Éligibles (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document de Référence, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée.

Dans le cadre du *Green Bond Framework*, ENGIE s'est engagé à remplir les conditions suivantes :

- les Projets Éligibles doivent respecter les critères d'éligibilité déterminés par ENGIE en collaboration avec Vigeo Eiris. Les Projets Éligibles comprennent les nouveaux projets de l'année répondant aux critères d'éligibilités et/ou des investissements engagés depuis le 1er janvier 2016 sur des projets préexistants répondant aux critères d'éligibilité. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements dédiés aux projets concernés ;

- au 31 décembre de l'année 2017, le Groupe dispose en trésorerie (ou équivalent de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) *Green Bond(s)*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles à cette date.

Lorsque pour un exercice considéré plusieurs *Green Bond* ne sont pas alloués à des Projets éligibles, l'allocation de l'exercice sera effectué successivement par priorité le plus ancien jusqu'à ce que celui-ci soit totalement alloué.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes, Deloitte & Associés, de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets.

ENGIE suit les quatre principes établis par l'International Capital Market Association (*Green Bond Principles*) concernant : (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les projets éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de *reporting*.

5.1.6.4.2 Projets et critères d'éligibilité RSE

Les catégories de projets couverts par les Green Bond sont décrits ci-après.

Catégorie de projets	Description
Énergie Renouvelable	Cette catégorie de projets comprend le financement ou la réalisation d'investissements dans la conception, la construction et l'installation d'unités de production ou de transport d'énergie renouvelable. Il couvre l'énergie produite à partir de sources renouvelables non fossiles. Il comprend l'hydroélectricité, la géothermie, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le biogaz, la biomasse et toute autre source d'énergie renouvelable.
Efficacité Énergétique	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets qui contribuent à une réduction de la consommation d'énergie par unité de production, tels que – par exemple - les réseaux de chaleur et de froid, l'optimisation des bâtiments ou l'efficacité des installations, les systèmes de gestion de l'énergie (Smart Grids, Smart Metering).
Protection des ressources	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets contribuant à la réduction de la consommation de ressources naturelles, par exemple la gestion de l'eau et / ou des déchets.

Les critères d'éligibilité sont décrits ci-après et sont également disponibles dans l'espace RSE du site internet d'ENGIE. Ces critères d'éligibilité ont été établis en collaboration avec Vigeo Eiris et les projets financés sur la période du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2017 ont été sélectionnés à l'aune de ces critères.

Critères	
Lutte contre le changement climatique et/ou contribution à la préservation des ressources naturelles	Le projet n'est pas lié à la production d'énergie par des combustibles fossiles ou nucléaires et contribue à la diminution des émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) et/ou à la réduction des consommations de ressources naturelles ou des déchets
Management environnemental (1)	Le projet dispose d'une analyse d'impact sur l'environnement et des mesures correctives à ces impacts, pour les phases de construction et d'exploitation
Biodiversité et ressources naturelles (2)	Le projet, situé à proximité de zones ou d'espaces naturels protégés, dispose d'une analyse d'impact sur la biodiversité, les ressources naturelles et des mesures correctives à ces impacts, aussi bien en phase de construction que d'exploitation
Dialogue avec les Parties Prenantes et implication des communautés (3)	Le projet met en œuvre des actions de consultation, de dialogue ou de concertation auprès des parties prenantes locales, qui comprennent des plans d'actions dont la réalisation éventuelle d'études d'impact social, ou a minima, des enquêtes de satisfaction pour des projets à faible impact
Promotion de l'éthique des affaires	Le projet ou l'acquisition a formé ses cadres dirigeants à l'éthique des affaires (responsabilités, règles de la concurrence et mesures anti-corruption).
	Le projet ou l'acquisition promeut des pratiques éthiques avec ses principaux fournisseurs et sous-traitants *via* une clause éthique dans ses contrats.
	En cas d'acquisition minoritaire, ENGIE s'engage à remettre la Charte Éthique et le Guide pratique de l'Éthique du Groupe à ses partenaires.
Achats responsables	Le projet ou l'acquisition assure une traçabilité de ses processus d'achat, sur la base de procédures d'appel d'offres (si un appel d'offres est requis) et prend en compte des critères RSE dans la qualification des principaux fournisseurs du projet.
Droits humains et droits du travail	Le projet ou l'acquisition a mis en place des dispositifs pour vérifier le respect des standards internationaux des droits humains et des droits du travail, en particulier la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme, ses engagements associés et les Conventions de l'Organisation Internationale du Travail.
Santé et sécurité (3)	Les éléments liés à la Santé Sécurité ainsi que ceux liés à la Sécurité Industrielle sont pris en considération dans toutes les phases du cycle de vie du projet.
	Le projet dispose des ressources en Santé Sécurité nécessaires durant les phases du cycle de vie du Projet (p.e. phase de construction, etc.)

(1) Applicable seulement aux projets d'énergies renouvelables et aux projets protection des ressources naturelles.
(2) Applicable seulement aux projets d'énergies renouvelables et aux projets protection des ressources naturelles sur des sites situés à proximité de zones ou d'espaces naturels protégés.
(3) Non applicable pour une acquisition

Le comité Green Bond se réunit régulièrement pour discuter des développements du marché et des projets éligibles. Il est coanimé par la Direction de la RSE et la Direction financière, et réunit la Direction Sourcing Stratégique & Achats, la Direction Santé & Sécurité et les principales BUs concernées.

5.1.6.4.3 Projets Éligibles

Au cours des années 2016 et 2017, les principaux Projets Éligibles qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* de 2017 et qui répondent aux conditions susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit.

Type de projet	Technologie	Région	Nom du projet	Pays	CAPEX *(en millions d'euros)*
Renouvelable	Éolien	Europe	Projets de filiales de la BU France Renouvelables	France	139
	Éolien	Europe	Moray	Royaume-Uni	26
	Éolien	Amérique du Sud	Campo Largo [1]	Brésil	97
	Éolien	Australie	Willogoleche	Australie	18
	Solaire	Europe	Projets de filiales de la BU France Renouvelables	France	9
	Solaire	Amérique du Sud	Floresta [1]	Brésil	12
	Solaire	Amérique du Sud	Paracatu [1]	Brésil	25
	Biomasse	Europe	Mâcon	France	26
	Biomasse	Europe	Sisslerfeld	Suisse	21
	Réseau froid	Middle East	Tabreed	Émirats Arabes Unis	657
	Efficacité énergétique	Amérique du Nord	Ohio State University	États-Unis	126
	Efficacité énergétique	Amérique du Nord	Green Change	États-Unis	51
	Efficacité énergétique	Europe	Keepmoat	Royaume-Uni	146
	Efficacité énergétique	Europe	Smart Grid (GAZPAR) [1]	France	78

Pour rappel, le *Green Bond* émis en 2014 a été totalement alloué sur la base de capex dépensés de 2013 à 2016. Les détails des projets éligibles et des allocations correspondantes ont été publiées au titre des années 2013 et 2014 aux pages 167 à 171 du Document de Référence 2014, au titre de l'année 2015, aux pages 160 à 164 du Document de Référence 2015 et au titre de l'année 2016 aux pages 173 à 177 du Document de Référence 2016.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles durant les années 2016 et 2017 s'élève respectivement à 81 millions d'euros et 1419 millions d'euros. Ces montants permettent d'allouer 1500 millions d'euros, soit la totalité du Green Bond émis en mars 2017. Le Groupe a d'ores et déjà identifié environ 40 millions d'euros dépensés en 2017 pour des projets susceptibles d'être alloués sur le Green Bond de septembre 2017.

Le *Green Bond* contribue au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles dans les domaines (i) des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou d'origine biomasse), (ii) de l'efficacité énergétique et (iii) de la préservation des ressources.

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une de ces priorités stratégiques. Le Groupe est le premier producteur indépendant d'électricité dans le monde avec une capacité installée de 102,7 gigawatts (GW), dont 23,1% (23,7 GW) de renouvelables (hydroélectricité, éolien, solaire, géothermie, biomasse, etc.). Il vise une part de 25% d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'ici 2020. En 2017, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables dans le domaine de l'éolien en développant de nouveaux projets en Europe, en Amérique, en Australie mais aussi dans le domaine de l'énergie solaire à travers sa filiale Solairedirect et le développement de ses projets en France et en Amérique.

Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

À fin décembre 2017, un montant total de 424 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine des énergies renouvelables.

En phase d'exploitation complète, ces projets (à 100%) devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 2,217 millions de tonnes de CO2eq/an. Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des projets et le détail des impacts des différents projets en terme d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace RSE dédié du site internet du Groupe.

2) L'efficacité énergétique

Le développement des services et solutions qui permettent à nos clients de réduire leur consommation et par conséquent leur empreinte carbone est une autre des priorités stratégiques du Groupe. Dans son plan de transformation, le Groupe s'est ainsi engagé à augmenter de 50% la contribution des solutions pour les clients à l'EBITDA. En 2017 ENGIE a acquis 40% de Tabreed qui propose ses solutions innovantes de climatisation dans le cadre de projets majeurs d'infrastructures aux Émirats arabes unis et aux pays membres du Conseil de Coopération du Golfe (CCG), qui permettent de contribuer à réduire de 40% les consommations énergétiques par rapport aux solutions individuelles de climatisation

En 2017, ENGIE a remporté un contrat pour assurer la gestion durable de l'énergie de l'Université d'État de l'Ohio, à Colombus, l'un des plus grands campus universitaires des États-Unis avec 485 bâtiments, devant conduire à une réduction de la consommation énergétique de 25% dans les 10 ans

A fin décembre 2017, un montant total de 1 076 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique.

En phase d'exploitation complète, ces projets (à 100%) devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 1,126 millions de tonnes de CO2eq/an. Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des projets et le détail des impacts des différents projets en terme d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace RSE du site internet du Groupe.

3) Préservation des ressources naturelles

Aucun projet de préservation de ressources naturelles n'a été alloué au *Green Bond* en 2017.

4) Bilan de l'obligation verte émise en mars 2017

L'émission du Green bond de mars 2017 a permis au Groupe de financer des projets dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Les principales zones géographiques concernées par ces projets sont le Moyen Orient, l'Europe et l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 44%, 33% et 22% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les réseaux de froid et les projets d'efficacité énergétique totalisent 46% et 29%, l'énergie solaire représente 5% des montants investis et l'éolien 19%.

Région	Montants alloués %
Moyen-Orient	44%
Amérique du Sud	9%
Europe	33%
Amérique du Nord	13%
Australie	1%

Technologie	Montants alloués %
Éolien	19%
Solaire	5%
Biomasse	1%
Réseau de froid	46%
Efficacité énergétique	29%

5) Méthodologie de calcul des émissions réduites ou évitées

La méthodologie de référence de calcul d'émissions évitées est basée sur une approche ACV (Analyse de Cycle de Vie) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix du pays considéré. ENGIE évalue les émissions évitées des projets financés par le Green Bond en multipliant la différence des deux valeurs ACV mentionnées par la capacité de la centrale et le taux d'utilisation moyen de la technologie. Les émissions évitées sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

Les références par pays des taux de fonctionnement des technologies par pays et les taux d'émission de CO2/kWh moyen des mix par pays, proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat). Pour les projets CDM (Clean Development Mechanism) enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs sont issus des méthodologies sous-jacentes .

Pour le calcul des émissions réduites liées au projet d'efficacité énergétique, ENGIE les évalue en multipliant les économies d'énergie apportées par le projet par les émissions du mix du pays considéré . Les émissions réduites sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

5.1.6.4.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes de ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2017, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire Green Bond du 15 mars 2017

Au Directeur Général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la « Société ») et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2017, des fonds levés dans le cadre de l'émission d'une obligation verte (*Green Bond*) du 15 mars 2017 (l'« Émission »), en deux tranches d'un montant total de 1 500 millions d'euros, figurant dans le document ci-joint, intitulé « Obligation verte », et établi conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales, signées en date du 23 mars 2017, de chacune des deux tranches de l'Émission (les « Conditions finales d'Émission »).

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « Projets Éligibles »), au cours de la période allant du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2017, d'un montant de 1 500 millions d'euros.

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2017.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis et approuvés conjointement par la Société et Vigeo, figurant dans le document ci-joint et auxquels il est fait référence en annexe des Conditions finales de l'Émission (les « Critères d'éligibilité ») ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2017, dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité et, en particulier, de donner une interprétation des clauses des Conditions finales d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017. Notre audit, effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avait pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2017, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 15 mars 2018.

Nos travaux, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les Critères d'éligibilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles avec les données sous-tendant la comptabilité.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles avec les Critères d'éligibilité ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2017 dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles.

Cette attestation est établie à votre attestation dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Neuilly-sur-Seine, le 23 mars 2018

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Pascal Pincemin

5.1.6.5 Negotiable European Commercial Paper (NEU CP) and US Commercial Paper (US CP)

La Société dispose de programmes de financement à court terme (Titres négociables à court terme et *US Commercial Papers*).

La Société a mis en place un programme de Titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros le 13 août 2008. Ce programme a été actualisé le 29 août 2016 pour tenir compte de la réforme du marché des Titres de Créances Négociables et mettre à jour l'information relative au rating à court terme d'ENGIE. Ce programme a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2017, l'encours s'établissait à 3 174 millions d'euros.

La Société a également un programme d'*US Commercial Papers* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2017, l'encours s'établissait à 857 millions de dollars US.

5.2 Actionnariat

5.2.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
2017			
Janvier	12,23	11,03	7 158 464
Février	11,54	10,89	5 624 914
Mars	13,28	11,65	8 115 309
Avril	13,45	12,79	6 284 166
Mai	14,03	13,18	6 942 551
Juin	14,02	13,22	6 623 788
Juillet	13,75	13,05	4 792 762
Août	14,50	13,56	4 584 094
Septembre	14,93	13,98	11 360 083
Octobre	14,62	14,24	4 955 022
Novembre	14,88	14,31	5 029 489
Décembre	14,92	14,34	5 672 204

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. Securities & Exchange Commission intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme *American Depositary Receipt (ADR) level 1* non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors-cote du Nasdaq.

5.2.2 Répartition du capital

Au 31 décembre 2017, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 46 858 019 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2017, le capital de la Société n'a pas évolué.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2017			31 décembre 2016		31 décembre 2015	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques (1)	% du capital	% des droits de vote théoriques (1)	% du capital	% des droits de vote théoriques (1)
État	781 022 010	24,10	28,10	32,76	35,61	32,76	32,76
Actionnariat salarié	64 818 151	2,66	3,99	2,75	2,97	2,72	2,72
BlackRock	123 984 149 (2)	5,09 (2)	4.50 (2)	-	-	-	-
Groupe CDC	45 894 091	1,88	2,01	1,88	2,03	1,88	1,88
CNP Assurances	24 217 937	0,99	0,87	1,02	0,90	1,77	1,77
Autodétention	46 858 019	1,92	1,68	1.54	1,36	1,62	1,62
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public		63,36 (3)	59,24 (3)	60,05	57,92	58,88	59,85
TOTAL	-	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote.
(2) Informations non disponibles au 31 décembre 2017 (Données au 30 novembre 2017 issues de la déclaration de franchissement de seuil délivrée à l'AMF).
(3) BlackRock inclus (données au 30 novembre 2017, cf. note de base de page (2) ci-dessus).

5.2.3 Franchissement de seuils légaux

Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	Déclarant
11/01/2017	Baisse	28,65	31,98	État
08/09/2017	Baisse	24,10	28,07	État
03/11/2017	Hausse	5	4,43	BlackRock
21/11/2017	Baisse	4,96	4,39	BlackRock
27/11/2017	Hausse	5,06	4,47	BlackRock
29/11/2017	Baisse	4,99	4,42	BlackRock
30/11/2017	Hausse	5,09	4,50	BlackRock

L'État a franchi à la baisse les seuils du tiers des droits de vote et 30% du capital d'ENGIE le 11 janvier 2017. Ce franchissement résulte d'une cession de 100 000 000 actions.

L'État a franchi à la baisse les seuils du quart du capital d'ENGIE et 30% des droits de vote le 8 septembre 2017. Ce franchissement résulte d'une cession de 111 000 000 actions.

BlackRock a quant à elle, en 2017, franchi à cinq reprises le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. À trois reprises, les 3, 27 et 30 novembre 2017, BlackRock a franchi ce seuil à la hausse. À deux reprises, les 21 et 29 novembre 2017, BlackRock a franchi ce même seuil, à la baisse.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seul l'État et BlackRock détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

La Société n'a pas connaissance d'autres actionnaires détenant au moins 5% du capital d'ENGIE et lui ayant fait parvenir une déclaration de franchissement de seuil légal.

5.2.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie et à l'article 7 de la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, l'État doit détenir plus du tiers du capital ou des droits de vote de la Société, la participation de l'État pouvant être inférieure à ce seuil à condition qu'elle atteigne de nouveau ce seuil du tiers du capital ou des droits de vote dans un délai de deux ans.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer au droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application du décret n° 2015-1482 du 16 décembre 2015 et n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document de Référence, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une option sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.2.5 Politique de distribution des dividendes

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale des actionnaires du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins, cette majoration de 10% étant le montant maximal autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social selon les dispositions de l'article L. 232-14 du Code de commerce.

Les objectifs du Groupe, présentés en Section 6.1.1.2 «Perspectives», ne constituent en aucun cas un engagement de la Société et les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration a décidé de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires du 18 mai 2018 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2017 d'un montant de 0,70 euro par action, dont 0,35 euro par action déjà versé à titre d'acompte le 13 octobre 2017 ; la majoration de dividende s'élèvera alors à 0,07 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES ENGIE DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euros)*
2012	1,50
2013	1,50
2014	1,00
2015	1,00
2016	1,00

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

6

Informations financières

6.1 Examen de la situation financière 186

6.1.1 Rapport d'activité 186

6.1.2 Trésorerie et capitaux 202

6.2 Comptes consolidés 203

6.2.1 États financiers consolidés 204

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 211

6.3 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 334

6.4 Comptes sociaux 341

6.4.1 États financiers sociaux 342

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 346

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 386

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices 387

6.5 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels 388

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Synthèse des résultats du groupe

Les données relatives au compte de résultat et flux de trésorerie de l'exercice clos au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» à compter du 11 mai 2017 *(cf. Note 4.1.1 Cession des activités d'exploration-production des notes aux comptes consolidés).* Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présentée dans la Note 30 «Retraitement de l'information comparative» des notes aux comptes consolidés.

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

Le **chiffre d'affaires** de 65,0 milliards d'euros est en croissance brute de 0,3% par rapport au 31 décembre 2016 et en croissance organique de 1,7%. La croissance brute est impactée par un effet de périmètre négatif (583 millions d'euros) lié principalement aux cessions des actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni partiellement compensées par l'acquisition de Keepmoat Regeneration, spécialisée dans la conception, la rénovation et l'amélioration des bâtiments, ainsi que par un effet de change défavorable (300 millions d'euros) notamment lié à l'évolution de la livre sterling. Le développement organique du chiffre d'affaires s'explique par l'accroissement des volumes et des prix de commodités vendus dans les activités d'achat-vente de gaz en Europe et de GNL en Asie, par la performance accrue du parc de production thermique d'électricité en Europe et en Australie, par l'effet de mises en service d'actifs et de hausses tarifaires en Amérique Latine, par les révisions tarifaires de 2016 des activités d'infrastructures en France. Ces développements positifs sont en partie compensés par la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France et par une moindre production d'électricité renouvelable d'origine hydraulique en France.

L'**EBITDA** s'élève à 9,3 milliards d'euros, en recul de 1,8% en brut mais en croissance organique significative (5,3%). La décroissance brute s'explique par un effet périmètre de -677 millions d'euros, principalement lié aux cessions d'actifs de production électrique *merchant* aux États-Unis en juin 2016 puis en février 2017, de Paiton en Indonésie à fin 2016, ainsi que par la comptabilisation en EBITDA, à compter de 2017, de la contribution nucléaire en Belgique (-142 millions d'euros) que compense partiellement un effet de change favorable lié notamment au réal brésilien. La croissance organique de l'EBITDA s'explique par les effets constatés au niveau du chiffre d'affaires (hors activités d'achat-vente de gaz et de GNL) auxquels s'ajoutent les effets du programme de performance *Lean* 2018. Cette évolution organique atteste de la bonne performance des moteurs de croissance (5,0%), c'est-à-dire les activités de production d'électricité renouvelable et thermique contractées, les activités d'infrastructures et de solutions clients.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de 6,4% mais en croissance organique de 5,0% pour atteindre 5,3 milliards d'euros. La croissance organique de l'EBITDA est atténuée par la hausse des charges d'amortissement résultant de l'augmentation des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires en Belgique comptabilisée fin 2016 en contrepartie d'un actif.

Le **résultat net part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2017, en forte amélioration par rapport au 31 décembre 2016. Cette amélioration intègre (i) de moindres pertes de valeur nettes d'impôt (ii) des gains enregistrés sur les cessions des centrales thermiques d'électricité *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni, sur la cession d'une participation non consolidée dans Petronet LNG en Inde et de la participation résiduelle dans NuGen au Royaume-Uni et (iii) de la réduction du coût de la dette et de l'impôt exigible. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) l'impact négatif de l'évolution de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente de commodités, (ii) des dotations aux provisions pour restructuration et (iii) l'impact comptable initial non-récurrent relatif au changement de mode de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité ainsi qu'à l'identification de contrats de capacités de transport et de stockage du Groupe répondant à la définition comptable de contrats déficitaires dans leur nouvel environnement de gestion.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2017. Il intègre 0,2 milliard d'euros de résultat net part du Groupe des activités d'ENGIE E&P International («Activités non poursuivies»).

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 2,4 milliards d'euros au 31 décembre 2017, en baisse de 2,4% par rapport au 31 décembre 2016, la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part de résultat net des entreprises mises en équivalence étant en partie compensée par l'amélioration du résultat financier et du résultat fiscal récurrents.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 2,7 milliards d'euros, s'améliore par rapport à l'an passé. Il intègre 0,3 milliard d'euros de résultat net récurrent part du Groupe des activités d'ENGIE E&P International («Activités non poursuivies»).

Le ***cash-flow* des opérations** (*Cash-Flow From Operations*) reste solide, à un niveau de 8,3 milliards d'euros, bien qu'en recul de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette évolution s'explique par des effets de périmètre défavorables, une hausse des charges de restructuration et des règlements de litiges ainsi que par une évolution moins favorable du besoin en fond de roulement (BFR) principalement lié aux stocks de gaz en France.

La **dette nette** s'établit à 22,5 milliards d'euros, soit une réduction de 2,3 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2016. Cette amélioration s'explique principalement par (i) la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (8,3 milliards d'euros), (ii) les effets du programme de rotation de portefeuille (4,8 milliards d'euros) avec notamment la finalisation de la vente du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni, la cession des participations dans Opus Energy et dans NuGen au Royaume-Uni, le classement en «Actifs détenus en vue de la vente» de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie, la cession de 25% de la participation dans Elengy (via le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz) et la cession de la participation dans Petronet LNG en Inde, et (iii) un effet change favorable (0,7 milliard d'euros). Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur l'exercice (9,3 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,0 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,6 milliard euros). La dette nette a par ailleurs bénéficié de l'impact du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués (0,4 milliard d'euros).

6.1.1.2 Perspectives

Depuis 2016, le Groupe est engagé dans un plan de transformation à 3 ans visant à créer de la valeur et à améliorer son profil de risque. Ce plan s'appuie sur **3 programmes principaux** :

- le **programme de rotation de portefeuille** (objectif de 15 milliards d'euros d'impact dette nette sur 2016-2018). Le Groupe a annoncé, à ce jour, des cessions pour **13,2 milliards d'euros** (soit près de 90% du programme total) dont **11,6 milliards d'euros déjà finalisée** [1] ;
- le **programme d'investissements** (14,3 milliards d'euros [2] d'investissements de croissance prévus sur 2016-2018). Le Groupe a annoncé, à ce jour, avoir **investi et sécurisé pour 13,9 milliards d'euros** (soit près de 97% du programme total) dont **10,2 milliards d'euros déjà finalisés** ;
- le **programme de performance *Lean* 2018**. Le Groupe augmente son objectif 2018 de 100 millions d'euros, soit un **gain net attendu de 1,3 milliard d'euros** au niveau de l'EBITDA à horizon 2018. À fin décembre 2017, 947 millions d'euros de gains nets cumulés au niveau de l'EBITDA ont été réalisés, ce qui est supérieur à l'objectif initial pour 2017 de 850 millions d'euros, et la totalité du programme révisé a d'ores et déjà été identifié.

Pour 2018, le Groupe prévoit un **résultat net récurrent part du Groupe, hors E&P et GNL, compris entre 2,45 et 2,65 milliards d'euros** [3], **en forte croissance organique par rapport à 2017**. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,3 à 9,7 milliards d'euros, **en forte croissance organique également.**

Pour 2018, le Groupe prévoit :

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

Au titre des résultats 2017, le Groupe confirme le paiement d'un dividende de 0,70 euro par action et par an, en numéraire.

Au titre des résultats 2018, le Groupe annonce une nouvelle politique de dividendes, avec un **dividende en hausse (+7,1%) à 0,75 euro par action** en numéraire.

6.1.1.3 Activité et résultats consolidés des opérations

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 [1]	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**65 029**	**64 840**	**+0,3%**	**+1,7%**
EBITDA	**9 316**	**9 491**	**-1,8%**	**+5,3%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 044)	(3 855)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 273**	**5 636**	**-6,4%**	**+5,0%**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 31 décembre 2017 s'établit à 65,0 milliards d'euros, en augmentation de 0,3% par rapport au 31 décembre 2016. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 1,7%. Ajustée de l'évolution défavorable des températures en France, moins froides qu'en 2016, la croissance organique est de 1,9%.

(1) En novembre 2017, ENGIE a annoncé avoir signé avec Total un accord de projet de cession des activités midstream et upstream de GNL, qui devrait être finalisé courant 2018. En 2018, ENGIE a finalisé la cession de l'activité d'E&P International et celle de la centrale à charbon Loy Yang B en Australie.

(2) Net des produits de cessions sur les activités de développement, de construction et de cession partielle des parcs éoliens et solaires (DBSO – Develop, Build, Share and Operate) ; hors capex E&P et amont GNL (dont Touat et Cameron) pour 0,3 milliard d'euros et Capex corporate pour 0,2milliard d'euros.

(3) Ces objectifs et cette indication excluent les contributions de l'E&P et du GNL et reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autre que lié à IFRS 9 et IFRS 15, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2017 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2018 : €/$: 1,22 ; €/BRL : 3,89 et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées.

Les effets de périmètre ont un impact net négatif de -583 millions d'euros, provenant des cessions d'actifs de production hydraulique et thermique d'électricité *merchant* aux États-Unis (-836 millions d'euros), en Pologne (-440 millions d'euros), et au Royaume-Uni (-93 millions d'euros) que compense partiellement l'acquisition de Keepmoat Regeneration (+473 millions d'euros). Les effets de change impactent défavorablement le chiffre d'affaires à hauteur de 300 millions d'euros et reflètent principalement la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.

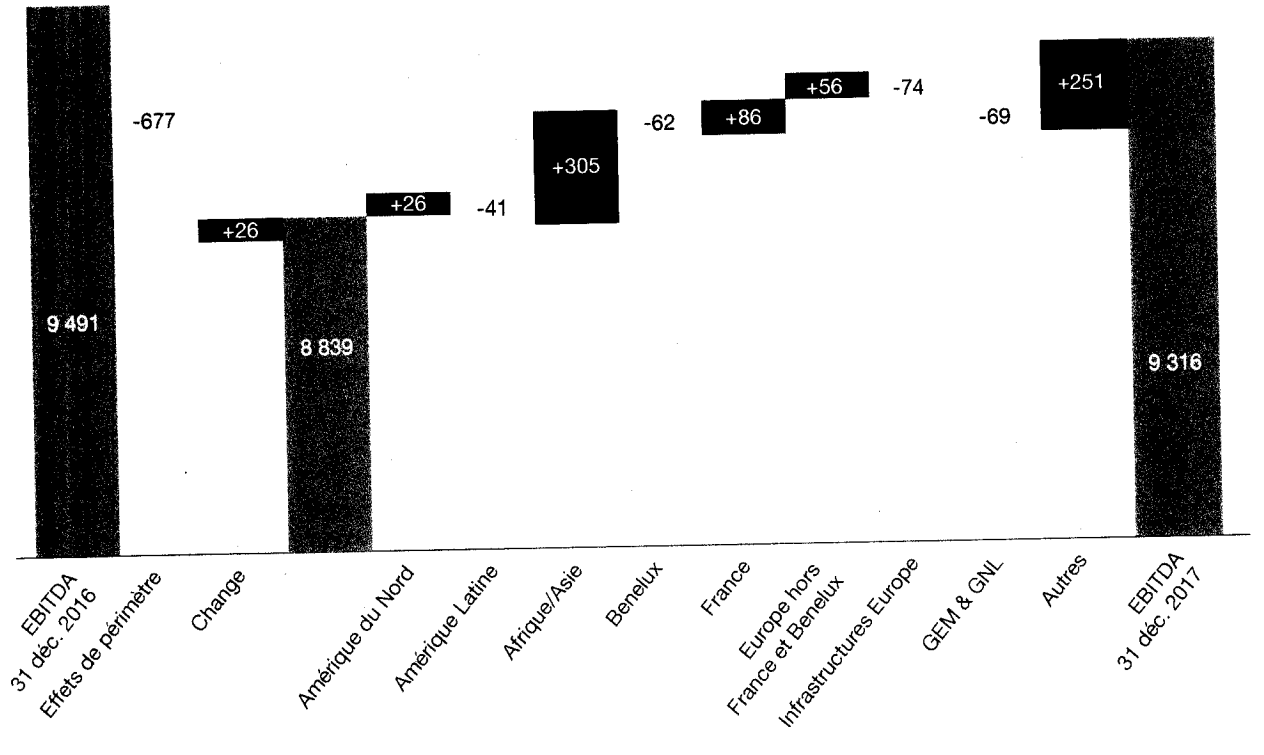
La progression organique du chiffre d'affaires s'explique par l'accroissement des volumes de commodités vendus en Europe dans les activités *d'achat-vente*, par la performance accrue du parc de production thermique d'électricité en Europe et en Australie, par l'effet de mises en service d'actifs et de hausses tarifaires en Amérique Latine, par les révisions tarifaires de 2016 des activités d'infrastructures régulées en France. Ces développements positifs sont en partie compensés par la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France et par une moindre production d'électricité renouvelable d'origine hydraulique en France.

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

L'EBITDA diminue de 1,8% pour s'établir à 9,3 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en croissance de 5,3%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact négatif de 677 millions d'euros et proviennent principalement (i) des cessions d'actifs de production hydraulique et thermique d'électricité *merchant* aux États-Unis (-329 millions d'euros) et de Paiton en Indonésie (-156 millions d'euros), (ii) ainsi que de la comptabilisation en EBITDA, à compter de 2017, de la contribution nucléaire en Belgique (-142 millions d'euros). Les impacts de change sont favorables et s'élèvent à 26 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation du Réal brésilien vis-à-vis de l'euro.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à +477 millions d'euros (+5,3%). Cette évolution organique atteste de la bonne performance des moteurs de croissance [1] qui bénéficient notamment (i) des effets du programme de performance *Lean* 2018, (ii) des mises en service d'actifs notamment en Amérique Latine, et (iii) de la bonne performance des activités solutions clients en particulier grâce au développement dans les services. Ces éléments positifs sont partiellement compensés par (i) l'impact d'une reprise de provision en 2016 au Brésil, (ii) une forte baisse des volumes de production d'origine hydraulique en France, et par (iii) un effet température défavorable sur les activités d'infrastructures et de commercialisation de gaz en France. Par ailleurs, la performance des activités *merchant* est stable sur la période, les effets prix et volumes positifs dans les activités de production thermique d'électricité en Europe et en Australie étant compensées par la baisse des prix captés et de la production sur l'activité nucléaire en Belgique principalement.

(1) Activités de production d'électricité renouvelable et thermique contractées, d'infrastructures et de solutions clients.

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

- en Amérique du Nord, l'EBITDA est en forte croissance organique du fait de la bonne performance des activités de services et de la réalisation de réductions de coûts dans le cadre du plan *Lean* 2018, et malgré une moindre performance des activités de production d'électricité conservées ;
- en Amérique Latine, l'EBITDA est en léger recul organique principalement en raison de l'impact favorable d'une reprise de provision en 2016 au Brésil, compensée partiellement par des mises en service d'actifs au Mexique et au Pérou, des révisions tarifaires positives au Mexique et en Argentine ainsi que par l'amélioration de la contribution de nos activités de production hydroélectrique au Brésil ;
- l'EBITDA du segment Afrique/Asie affiche une très forte croissance. Les moteurs de croissance bénéficient principalement de la mise en service de la centrale de AzZour North au Koweït et du contrat remporté en Arabie Saoudite pour la centrale électrique de Fadhili, de la bonne performance des activités de commercialisation notamment en Australie, et de l'augmentation des marges dans l'activité de distribution de gaz en Thaïlande. Ces éléments sont partiellement compensés par une moindre disponibilité des actifs en Thaïlande et en Turquie, ainsi que par des augmentations d'impôts sur les entités mises en équivalence à Oman et en Arabie-Saoudite. Par ailleurs, sur les activités *merchant*, la production d'électricité en Australie bénéficie de l'augmentation des prix et des volumes ;
- au Benelux, la décroissance organique de l'EBITDA s'explique par les activités *merchant*, l'activité nucléaire étant impactée par la baisse des prix de vente captés et par les arrêts non programmés des centrales de Tihange 1, Tihange 2 et Doel 3. Ces effets sont en partie compensés par la bonne performance des moteurs de croissance sur les activités de service, de commercialisation de gaz et d'électricité, de production d'électricité renouvelable, ainsi que par les économies réalisées dans le cadre du plan *Lean* 2018 ;
- en France, l'amélioration de l'EBITDA, liée aux activités renouvelables et solutions clients, résulte de l'augmentation des volumes d'électricité sur le segment des particuliers, des marges dégagées sur les activités DBSO [1] (relatifs à des parcs éoliens et solaires) et de la bonne performance des activités de réseaux. Ces effets sont partiellement compensés par une moindre production électrique d'origine hydraulique, par la diminution des volumes et des marges de commercialisation de gaz sur le segment des particuliers, ainsi que par un effet température défavorable en France ;
- l'évolution de l'EBITDA du segment Europe hors France et Benelux atteste de la performance soutenue des moteurs de croissance. Celle-ci est principalement due à l'amélioration des marges et des volumes sur les activités de commercialisation (électricité et gaz) au Royaume-Uni, aux activités de services et de distribution de gaz, ainsi qu'aux économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018 ;
- le segment Infrastructures Europe affiche une décroissance organique de l'EBITDA liée à la baisse de commercialisation des capacités de stockage en France, à l'effet négatif de la révision tarifaire sur l'activité de transport, et à l'évolution défavorable des températures en France ;
- l'EBITDA du segment GEM & GNL est en repli par rapport au 31 décembre 2016. Cette décroissance s'explique principalement par les activités *merchant* du fait d'effets prix négatifs, de révisions des conditions d'approvisionnement en gaz gazeux moins importantes en 2017 qu'en 2016, et de difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France en janvier 2017 lors de la vague de froid. Ces effets négatifs sont partiellement compensés par les révisions de prix de contrats d'approvisionnement en GNL conclus en 2017 et par des économies de coûts réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018 ;
- l'EBITDA du segment Autres est en forte hausse organique, du fait notamment de la bonne performance des activités de production thermique à partir de gaz en Europe (activité *merchant*) et des activités de commercialisation d'électricité aux professionnels en France (solutions clients). Par ailleurs l'EBITDA a bénéficié des économies réalisées dans le cadre du programme *Lean* 2018, notamment au siège ;
- le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 5,3 milliards d'euros, en croissance organique de 5,0% par rapport au 31 décembre 2016 pour les raisons commentées au niveau de l'EBITDA. Les amortissements de l'exercice sont accrus par rapport au précédent exercice du fait de la révision triennale des obligations de démantèlement des centrales nucléaires en Belgique fin 2016.

6

6.1.1.4 Évolution des activités des secteurs reportables du groupe

6.1.1.4.1 Amérique du Nord

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**2 934**	**3 814**	**-23,1%**	**-1,8%**
EBITDA	**169**	**475**	**-64,3%**	**+18,3%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(50)	(45)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**120**	**430**	**-72,2%**	**+23,6%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 2 934 millions d'euros, en baisse brute de 23,1%, essentiellement du fait de la cession d'actifs de production d'électricité *merchant*. Le chiffre d'affaires est en léger repli organique de 1,8% en raison du recul des activités de commercialisation et d'une moindre performance des actifs de production restants, attribuable principalement au non renouvellement de contrats à long terme favorables. Cette évolution a été partiellement compensée par une progression du chiffre d'affaires des activités de services.

Les ventes d'électricité ont chuté de 65,8 TWh à 41,3 TWh, essentiellement en raison de la cession des actifs de production *merchant*.

L'**EBITDA** atteint 169 millions d'euros, en baisse brute de 64,3% mais en croissance organique de 18,3%. Cette progression organique s'explique par une amélioration des résultats des activités de services

(1) Develop Build Share and Operate.

mais aussi par des économies de coûts. Ces effets sont partiellement compensés par une moindre performance des actifs de production restants.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence atteint 120 millions d'euros, en baisse brute de 72,2% mais en croissance organique de 23,6% sous l'effet des variations de l'EBITDA précitées, auxquelles s'ajoute une légère diminution des dotations nettes aux amortissements.

6.1.1.4.2 Amérique Latine

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 511**	**4 075**	**+10,7%**	**+8,3%**
EBITDA	**1 711**	**1 696**	**+0,9%**	**-2,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(433)	(412)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 278**	**1 284**	**-0,5%**	**-4,3%**

Le chiffre d'affaires du secteur Amérique latine atteint 4 511 millions d'euros, en hausse brute de 10,7%, sous l'effet de l'appréciation du Réal brésilien, et en augmentation organique de 8,3%.

Au Brésil, le chiffre d'affaires a augmenté grâce à la mise en service du complexe éolien de Santa Monica ainsi que par la hausse des prix causée en partie par une faible hydraulicité. Au Mexique, la hausse des tarifs de distribution et la mise en service de la centrale à gaz de Pánuco en octobre 2016 ont eu un impact favorable sur le chiffre d'affaires. Le Chili a bénéficié de l'indexation sur les prix de l'électricité (malgré des volumes plus faibles) et de l'augmentation de la demande en matière de regazéification. Le chiffre d'affaires en Argentine a augmenté grâce à l'augmentation des tarifs de distribution en octobre 2016 puis en avril et décembre 2017. Au Pérou, la mise en service des centrales ChilcaPlus (mai 2016) et Nodo Energetico (octobre 2016) a permis de compenser la baisse de la demande et la perte de contrats de vente d'électricité aux marges élevées.

Les ventes d'électricité restent stables à 59,3 TWh tandis que les ventes de gaz sont en baisse de -1,6 TWh et s'établissent à 28,9 TWh.

L'EBITDA s'élève à 1 711 millions d'euros, en hausse brute de 0,9% grâce à l'impact positif de l'appréciation du réal brésilien, et en décroissance organique de 2,4%. Cette légère baisse s'explique par une reprise de provision ponctuelle significative au Brésil en 2016, en partie compensée par les facteurs cités précédemment concernant le chiffres d'affaires auxquels s'ajoutent des résultats globalement meilleurs sur le marché spot brésilien, la comptabilisation d'une indemnité au titre de la résiliation d'un contrat d'achat d'électricité au Pérou, la mise en service du gazoduc Los Ramones au Mexique en juillet 2016 et d'importantes économies de coûts dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 1 278 millions d'euros, en variation organique de -4,3% principalement du fait de l'évolution de l'EBITDA et de la hausse des amortissements liée à la mise en service d'actifs au Brésil, au Pérou et au Mexique.

6.1.1.4.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**3 984**	**3 804**	**+4,7%**	**+6,5%**
EBITDA	**1 323**	**1 162**	**+13,8%**	**+30,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(256)	(239)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 067**	**923**	**+15,6%**	**+34,7%**

Le chiffre d'affaires du secteur Afrique/Asie atteint 3 984 millions d'euros, ce qui représente une variation brute de +4,7% et une croissance organique de 6,5%. La contribution des activités de services d'une société acquise en Australie en 2016 est partiellement compensée par l'effet négatif du taux de change dû à la dépréciation du dollar américain face à l'euro et à la vente de la centrale à charbon de Meenakshi en Inde en septembre 2016. La croissance organique s'explique essentiellement par la hausse des prix sur le marché australien qui a eu un effet positif sur le parc de production, par l'augmentation des volumes des activités de commercialisation en Australie ainsi que par le contrat de la centrale électrique de Fadhili remporté en Arabie Saoudite. Des travaux de maintenance programmée en Thaïlande, ainsi qu'une disponibilité réduite des centrales et des prix du gaz en baisse en Turquie ont partiellement atténué ces effets positifs.

Les ventes d'électricité atteignent 44,9 TWh, en baisse de 6,1 TWh, du fait notamment de la fermeture de la centrale à charbon australienne d'Hazelwood à la fin du premier trimestre et de la vente de la centrale de Meenakshi.

L'EBITDA atteint 1 323 millions d'euros, en croissance brute de 13,8% principalement dû à l'effet favorable de l'acquisition de Tabreed (réseaux de froid) aux Émirats Arabes Unis en septembre 2017, qui compense la vente de la centrale à charbon de Paiton en décembre 2016. La croissance organique atteint 30,5%, principalement du fait d'une amélioration de la performance des activités de production et de commercialisation en Australie, d'une augmentation des marges du distributeur de gaz thaïlandais PTT NGD, de la mise en service de la centrale Az Zour North au Koweït, de l'impact du contrat Fadhili remporté en Arabie saoudite et de l'issue favorable de certains litiges au Moyen-Orient. Ces performances sont partiellement compensées par

des disponibilités réduites en Thaïlande et en Turquie, ainsi que par l'impact des hausses d'impôts pesant sur les résultats de nos entreprises associées à Oman et en Arabie Saoudite.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 1 067 millions d'euros, en variation organique de +34,7% pour les mêmes raisons que celles énoncées pour l'EBITDA.

6.1.1.4.4 Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 865**	**9 044**	**-2,0%**	**-1,9%**
EBITDA	**551**	**755**	**-26,9%**	**-8,2%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(561)	(383)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(9)**	**371**	**-102,5%**	**-64,3%**

Le chiffre d'affaires du secteur Benelux s'établit à 8 865 millions d'euros, en recul de 2,0% par rapport à l'exercice 2016. Cette diminution s'explique essentiellement par le recul des volumes vendus sur le segment des professionnels en Belgique ainsi que par l'impact de la baisse du prix des commodités sur les activités de commercialisation. Les activités de services, soutenues par un bon niveau d'activité en Belgique, enregistrent quant à elles une progression de 5,1% de leur chiffre d'affaires.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité s'établissent à 37,9 TWh et affichent un recul (0,9 TWh) par rapport à l'exercice 2016. Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité s'élèvent à 9,8 TWh, en progression de 1,4 TWh.

Les ventes de gaz naturel progressent de 0,2 TWh pour s'établir à 49,4 TWh au 31 décembre 2017.

L'EBITDA s'établit à 551 millions d'euros, en décroissance organique de 8,2% par rapport à 2016. Cette diminution s'explique par la baisse des prix de vente captés de la production d'électricité et par une moindre disponibilité du parc nucléaire du fait principalement des arrêts non programmés des centrales de Tihange 1, Tihange 2 et Doel 3. Ces effets sont en partie compensés par la bonne performance des activités de service, des activités de commercialisation de gaz et d'électricité, ainsi que par les économies réalisées dans le cadre du plan *Lean* 2018. Au-delà de ces éléments sur la variation organique, la décroissance brute de l'EBITDA de 26,9% est également affectée par la comptabilisation de la contribution nucléaire en EBITDA à compter du 1er janvier 2017. La contribution due au titre de l'année 2017 s'élève à 142 millions d'euros.

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

6.1.1.4.5 France

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**16 659**	**20 332**	**-18,1%**	**+0,1%**
EBITDA	**1 475**	**1 315**	**+12,2%**	**+6,6%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(593)	(620)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**882**	**695**	**+26,9%**	**+12,8%**

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

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)	Variation brute en %
Ventes de gaz	94,7	102,6	-7,7%
Ventes d'électricité	34,3	34,2	+0,0%

(1) Les ventes de gaz et électricité ne comprennent pas au 31 décembre 2016 la contribution d'E&C (cf. section 3.9).

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(0,3)	1,6	(1,9)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 16 659 millions d'euros, en baisse brute de 18,1% et en augmentation organique de 0,1%. La baisse brute s'explique par le transfert des activités de commercialisation de gaz et d'électricité du secteur France (Entreprises et Collectivités «E&C») vers le secteur Autres. La légère hausse organique provient de la croissance du chiffre d'affaires dans les activités de services, que compense la moindre production d'électricité d'origine hydraulique.

Les ventes de gaz naturel hors transfert d'E&C diminuent de 7,9 TWh dont 6,0 TWh du fait des pertes de clients particuliers liées à la pression concurrentielle et 1,9 TWh liés à l'effet température. Les ventes d'électricité hors transfert d'E&C augmentent de 0,1 TWh majoritairement en raison de la hausse des volumes d'électricité vendus sur le segment des particuliers compensé par la baisse de la production électrique d'origine hydraulique.

L'**EBITDA** s'établit à 1 475 millions d'euros, en hausse de 6,6% en organique, du fait de la croissance des volumes d'électricité vendus sur le segment des particuliers, des marges dégagées sur les activités DBSO [1] (relatifs à des parcs éoliens et solaires) et de la bonne performance des activités de réseaux et ce, malgré la forte baisse de la production hydraulique et la perte de clients particuliers gaz.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 882 millions d'euros, en croissance organique de 12,8%.

6.1.1.4.6 Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 848**	**8 118**	**+9,0%**	**+4,0%**
EBITDA	**655**	**612**	**+7,0%**	**+9,7%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(216)	(202)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**439**	**410**	**+7,2%**	**+17,0%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 8 848 millions et affiche une croissance organique de 4,0% qui s'explique principalement par des effets prix et volumes positifs sur les activités de commercialisation (électricité et gaz) au Royaume-Uni et par la croissance des activités de services. Au-delà de ces effets organiques, l'impact de change négatif sur la livre sterling est plus que compensé par la contribution au chiffre d'affaires de la société Keepmoat Regeneration acquise fin avril 2017.

Les ventes d'électricité s'élèvent à 30,3 TWh, en augmentation de 0,6 TWh [2] par rapport au 31 décembre 2016. Les ventes de gaz, qui ont progressé de 2,9 TWh pour s'établir à 71,1 TWh, ont notamment bénéficié des conditions météorologiques favorables en Roumanie.

L'**EBITDA** s'élève à 655 millions d'euros et enregistre une croissance organique de 9,7%. Cette progression est principalement due à l'amélioration des marges et des volumes sur les activités de commercialisation (électricité et gaz) au Royaume-Uni, aux activités de services et de distribution de gaz, ainsi qu'aux économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 439 millions d'euros, en croissance organique de 17% en lien avec l'évolution positive de l'EBITDA.

(1) Develop Build Share and Operate.

(2) Intègre les ventes des cogénérations en Italie par rapport aux données publiées au 31 décembre 2016 : 0,5 TWh.

6.1.1.4.7 Infrastructures Europe

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires				
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**3 488**	**3 267**	**+6,8%**	**+6,9%**
EBITDA	**6 712**	**6 762**	**-0,7%**	
Dotations nettes aux amortissements/Autres	**3 384**	**3 459**	**-2,1%**	**-2,2%**
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(1 444)	(1 390)		
	1 940	**2 068**	**-6,2%**	**-6,2%**

Le **chiffre d'affaires** total du secteur Infrastructures Europe, y compris opérations intra-groupe, s'élève 6 712 millions d'euros, en léger retrait de 0,7%, du fait en France d'une moindre commercialisation des capacités de stockage, de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+4,6% au 1er avril 2016 et -3,1% au 1er avril 2017) et de regazéification, et d'un effet température défavorable sur l'activité de distribution de gaz, partiellement compensés par des ventes de capacités de court terme de transport en Allemagne. L'impact global des révisions du tarif d'accès aux infrastructures de distribution en France reste positif (+2,8% au 1er juillet 2016 et -2,05% au 1er juillet 2017).

Le **chiffre d'affaires** contributif atteint 3 488 millions d'euros en progression de 6,8% par rapport à 2016. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers en France. Le chiffre d'affaires de transport en Allemagne est également en progression.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 3 384 millions d'euros, en retrait de 2,1% par rapport à l'année précédente reflétant principalement l'évolution du chiffre d'affaires total.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 1 940 millions d'euros, en retrait de 6,2% par rapport à 2016 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse du fait des mises en service chez GRTgaz (Arc de Dierrey fin 2016 notamment) et chez GRDF (notamment les nouveaux compteurs communicants).

6.1.1.4.8 GEM & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**9 391**	**8 981**	**+4,6%**	**+4,9%**
EBITDA	**(82)**	**3**	**NA**	**NA**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(55)	(77)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(137)**	**(74)**	**-85,2%**	**-52,9%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM & GNL au 31 décembre 2017 s'élève à 9 391 millions d'euros, en hausse organique de 4,9% par rapport à fin décembre 2016. Cette évolution s'explique à la fois par la hausse des volumes et des prix des commodités vendues dans les activités d'achat-vente de gaz en Europe et dans les activités de GNL en Asie.

L'**EBITDA** s'établit à -82 millions d'euros, en baisse par rapport à fin décembre 2016, principalement du fait des effets prix négatifs, de révisions des conditions d'approvisionnement en gaz gazeux moins importantes en 2017 qu'en 2016, et des difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France en janvier 2017. Ces effets ont été partiellement compensés par l'impact positif de la révision des prix de contrats d'approvisionnement de GNL conclue courant 2017 et par des économies de coûts réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à -137 millions d'euros à fin décembre 2017, en décroissance brute et organique, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.4.9 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**6 347**	**3 405**	**+86,4%**	**-9,4%**
EBITDA	**128**	**15**	**NA**	**NA**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(436)	(487)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(308)**	**(472)**	**+34,8%**	**+59,1%**

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

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)	Variation brute en %
Ventes de gaz en France	42,3	51,5	-17,8%
Ventes d'électricité en France	46,1	45,2	+2,0%

(1) Les données au 31 décembre 2016 incluent les volumes comptabilisés par E&C intégré au secteur reportable Autres au 1er janvier 2017.

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(0,1)	0,5	(0,6)

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

Le **chiffre d'affaires** s'établit à 6 347 millions d'euros, en augmentation brute de 86% et en baisse organique de 9,4%. Les principaux effets non organiques proviennent du transfert interne des activités de E&C au 1er janvier 2017, compensé partiellement par la cession, au cours de l'année 2017, des activités de génération thermique en Pologne et au Royaume-Uni. La décroissance organique provient de la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France du fait de pertes de clients, de l'impact de la fermeture en juin 2016 de la centrale de Rugeley au Royaume-Uni, partiellement compensées par la meilleure performance des centrales à gaz en Europe notamment en France et en Belgique et par la hausse des prix captés.

Les ventes de gaz naturel diminuent de 9,2 TWh dont 0,6 TWh lié à l'effet température et 8,6 TWh du fait de la forte pression concurrentielle. ENGIE dispose d'une part de marché de 21% sur le marché d'affaires contre 25% fin 2016. Les ventes d'électricité sont en hausse de 0,9 TWh à 46,1 TWh, bénéficiant d'un meilleur niveau de production des centrales à gaz en Europe et de la poursuite des gains de part de marché électricité sur le segment des professionnels en France. Ces améliorations sont partiellement compensées par la cession des actifs thermiques en Pologne en mars 2017 et en Royaume-Uni en octobre 2017, et de la fermeture en juin 2016 de la centrale de Rugeley.

L'**EBITDA** s'élève à 128 millions d'euros, en croissance brute et organique par rapport à fin 2016, du fait principalement de la bonne performance des activités de génération thermique en Europe avec la hausse des marges captées constatée. L'amélioration des parts de marché sur l'électricité dédiée aux professionnels en France et une meilleure gestion du *management* des risques sont partiellement compensées par la perte de part de marché sur le gaz.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -308 millions d'euros, en hausse brute et organique, en lien avec celle de l'EBITDA.

6.1.1.5 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 273**	**5 636**	**-6,4%**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(307)	1 279	
Pertes de valeur	(1 317)	(4 035)	
Restructurations	(671)	(450)	
Effets de périmètre	752	544	
Autres éléments non récurrents	(911)	(850)	
Résultat des activités opérationnelles	**2 819**	**2 124**	**+32,7%**
Résultat financier	(1 296)	(1 321)	
Impôts sur les bénéfices	425	(481)	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1 948**	**322**	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**290**	**(158)**	
RÉSULTAT NET	**2 238**	**163**	**NA**
Résultat net part du Groupe	**1 423**	**(415)**	
dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*1 226*	*(304)*	
dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*196*	*(111)*	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**815**	**579**	
dont résultat net des activités poursuivies attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*722*	*626*	
dont résultat net des activités non poursuivies attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle	*93*	*(47)*	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Le résultat des activités opérationnelles (RAO) s'établit à 2 819 millions d'euros, en progression par rapport au 31 décembre 2016 principalement en raison (i) de moindres pertes de valeur comptabilisées sur l'exercice 2017, (ii) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs et de titres disponibles à la vente, partiellement compensés par (iii) l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (iv) la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, (v) des charges de restructurations plus importantes et (vi) l'impact comptable initial non-récurrent relatif au changement de mode de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité ainsi qu'à l'identification de contrats de capacités de transport et de stockage du Groupe répondant à la définition comptable de contrats déficitaires dans leur nouvel environnement de gestion (BU GEM).

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact négatif de 307 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant aux opérations non qualifiées de couvertures comptable), contre une incidence positive de 1 279 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions, et par des effets nets négatifs liés au débouclement de positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2016 ;
- des pertes de valeurs nettes de 1 317 millions d'euros, contre 4 035 millions d'euros au 31 décembre 2016.

  Le Groupe a constaté au 31 décembre 2017 des pertes de valeur nettes de 481 millions d'euros sur les *goodwills*, 788 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 48 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 Infrastructures (stockage), Autres (principalement sur la BU Génération Europe), Afrique/Asie, France et Amérique du Nord. Compte tenu des effets d'impôt différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'incidence de ces pertes de valeurs sur le résultat net part du Groupe s'élève à -1 146 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 8.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés.

  En 2016, le Groupe avait constaté des pertes de valeur nettes de 1 690 millions d'euros sur les *goodwills*, 2 201 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 144 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 Benelux, GEM & GNL, France et Amérique du Nord ;
- des charges de restructuration de 671 millions d'euros (contre 450 millions d'euros au 31 décembre 2016) comprenant principalement les coûts du programme de performance *Lean* 2018 sur les fonctions siège du Groupe ;

6

- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à 752 millions d'euros, comprenant notamment les gains enregistrés sur les cessions du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis pour 540 millions d'euros, de l'intégralité de la participation résiduelle de 38,10% du Groupe dans NuGen pour 93 millions d'euros, d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni pour 61 millions d'euros et de la centrale de production d'électricité Polaniec pour 57 millions d'euros (*cf. Note 4.1*) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -911 millions d'euros comprenant notamment (i) l'impact comptable initial non-récurrent, s'élevant à -1 243 millions d'euros relatif au changement de mode de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité ainsi qu'à l'identification de contrats de capacités de transport et de stockage du Groupe répondant à la définition comptable de contrats déficitaires dans leur nouvel environnement de gestion (*cf. Note 8.5*), et (ii) le résultat de cession de la participation de 10% du Groupe dans la société Petronet LNG en Inde s'élevant à +349 millions d'euros.

Le **résultat financier** est stable et s'élève à -1 296 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre -1 321 millions d'euros au 31 décembre 2016 (*cf. Note 9*).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2017 s'établit à +425 millions d'euros (contre -481 millions d'euros au 31 décembre 2016). Elle comprend un produit d'impôt de +1 531 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre +843 millions d'euros en 2016), lesquels incluent notamment pour (i) +479 millions d'euros l'impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes, (ii) +359 millions d'euros l'impact du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués et (iii) +298 millions d'euros d'économies d'impôt relatives à l'impact initial et non-récurrent du changement de mode de comptabilisation de certains contrats mentionnés ci-dessus concernant la BU GEM. Retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 29,3%, en diminution par rapport au taux effectif récurrent de 2016 (36,1%) en raison notamment de la comptabilisation en EBITDA de la contribution nucléaire en Belgique à compter de 2017, ainsi que de l'abrogation en France de la contribution de 3% sur les revenus distribués.

Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +722 millions d'euros, contre +626 millions d'euros au 31 décembre 2016. Son augmentation résulte d'une amélioration des résultats opérationnels notamment en Asie/Pacifique, de reprises de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont les effets sont atténués par l'enregistrement en 2016 de la plus-value de cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili.

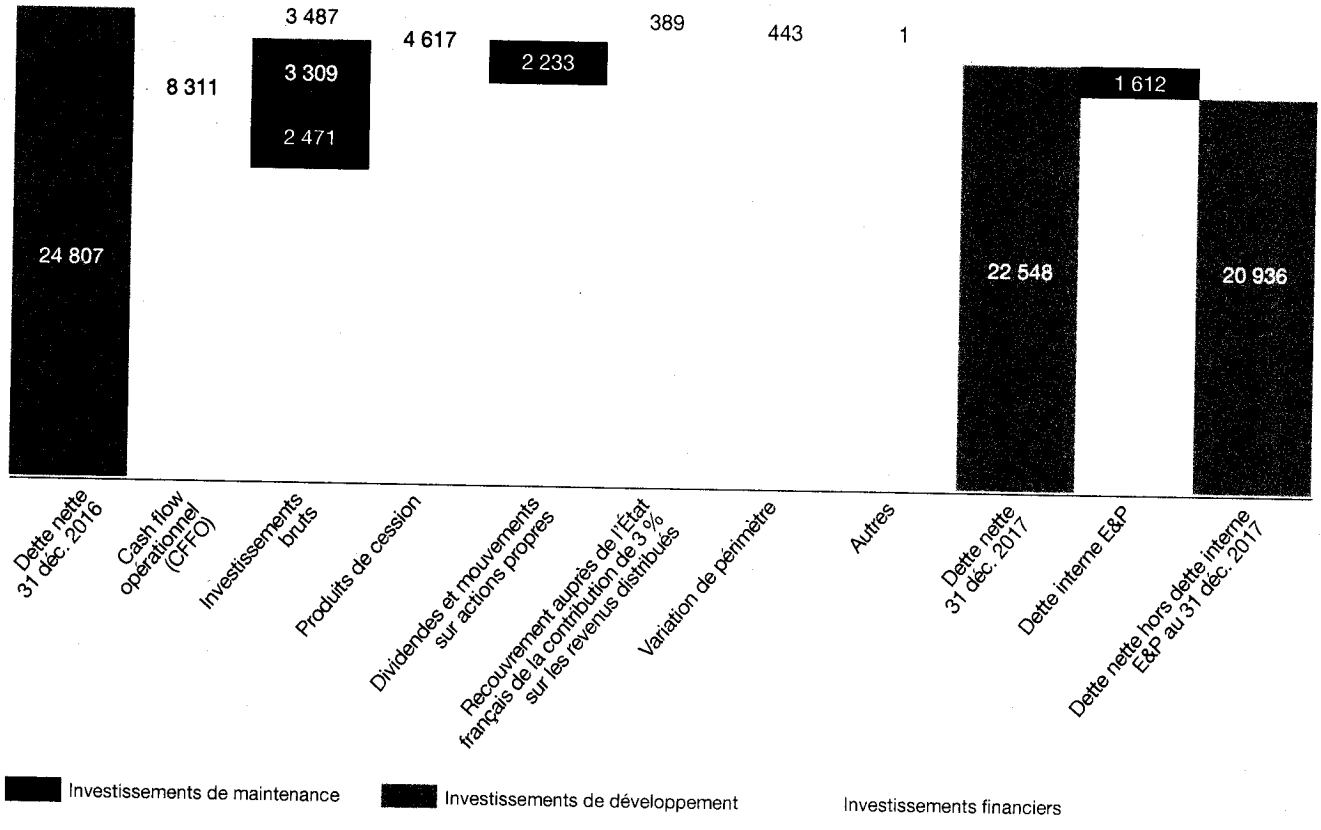
6.1.1.6 Évolution de l'endettement financier net

La dette nette s'établit à 22,5 milliards d'euros, soit une réduction de 2,3 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2016. Cette amélioration s'explique principalement par (i) la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (8,3 milliards d'euros), (ii) les effets du programme de rotation de portefeuille (4,8 milliards d'euros) avec notamment la finalisation de la vente du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni, la cession d'une participation dans Opus Energy et de la participation résiduelle dans NuGen au Royaume-Uni, le classement en «Actifs détenus en vue de la vente» de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie, la cession de 25% de la participation dans Elengy (via le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz) et la cession de la participation dans Petronet LNG en Inde, et (iii) un effet change favorable (0,7 milliard d'euros). Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur l'exercice (9,3 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,0 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,6 milliard d'euros). La dette nette a par ailleurs bénéficié de l'impact du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués (0,4 milliard d'euros).

La dette nette hors dette interne E&P s'élève à 20 936 millions d'euros contre 23 080 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



6

Le ratio dette nette (hors dette interne E&P) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2017 à 2,25 :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Dette nette (hors dette interne E&P)	20 936	23 080
EBITDA	9 316	9 491
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,25**	**2,43**

Le ratio dette nette économique (hors dette interne E&P) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2017 à 3,90 :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Dette nette économique (hors dette interne E&P)	36 362	38 399
EBITDA	9 316	9 491
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**3,90**	**4,05**

6.1.1.6.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

Le *cash-flow* des opérations (*Cash-Flow From Operations*) reste solide, à un niveau de 8,3 milliards d'euros, bien qu'en recul de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette évolution s'explique par des effets de périmètre défavorables, une hausse des charges de restructuration et des règlements de litiges ainsi que par une évolution moins favorable du besoin en fond de roulement (BFR) principalement liée aux stocks de gaz en France.

6.1.1.6.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 9 267 millions d'euros et comprennent :

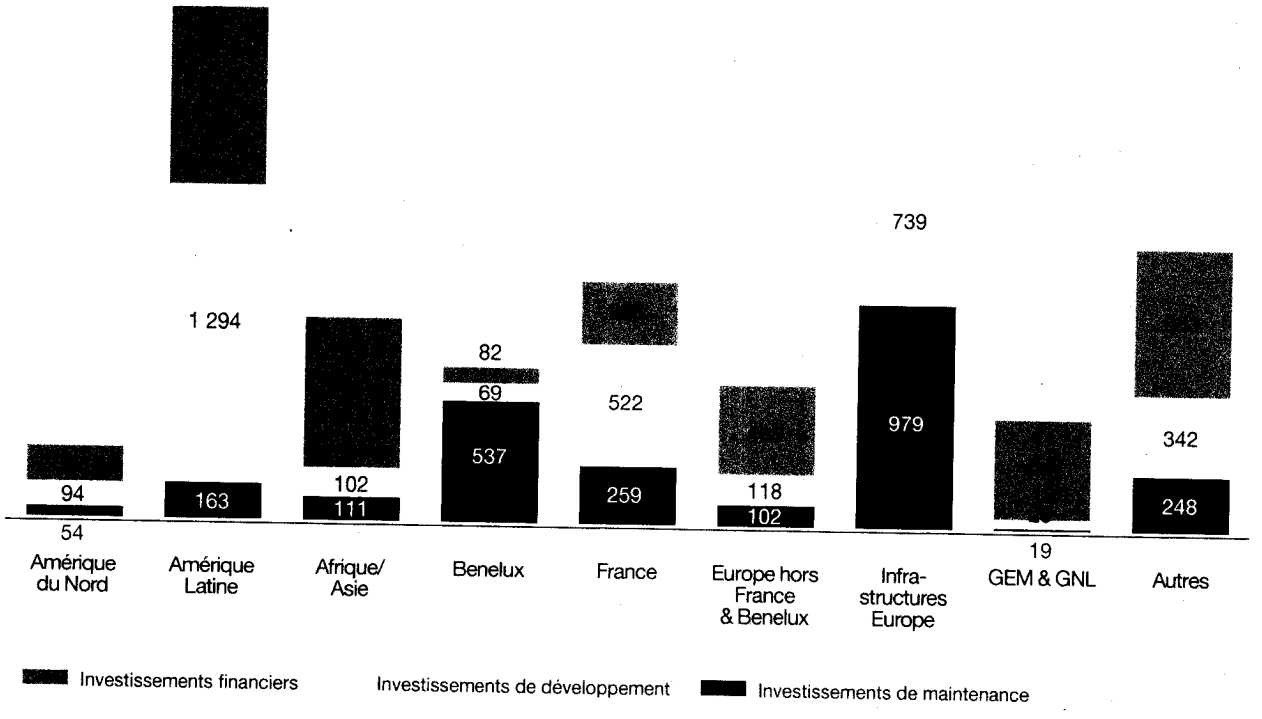
- des investissements financiers pour 3 487 millions d'euros. Ceux-ci proviennent notamment (i) de l'acquisition d'une participation de 40% dans Tabreed aux Émirats arabes Unis (657 millions d'euros), de Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni (392 millions d'euros) et d'Icomera en Suède (119 millions d'euros) ; (ii) de l'obtention des contrats de concessions pour les centrales hydroélectriques de Jaguara et Miranda au Brésil (686 millions d'euros) ; (iii) du versement des augmentations de capital souscrites sur SUEZ (244 millions d'euros), Cameron LNG (135 millions d'euros) et dans la coentreprise chargée du contrat de gestion d'énergie sur 50 ans avec l'Université d'État de l'Ohio aux États-Unis (125 millions d'euros) ; (iv) du financement du projet gazoduc Nord Stream 2 (298 millions d'euros) et (v) de l'augmentation de 78 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 3 309 millions d'euros, dont 1 294 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales thermiques et développement de centrales hydroélectriques, de champs éoliens et photovoltaïques au Brésil et au Chili), 739 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe (projets de fluidification et de développement du réseau de transport de gaz en France), 522 millions d'euros sur le secteur France (principalement projets renouvelables) et enfin 292 millions d'euros pour le développement de projets photovoltaïques de Solairedirect principalement en Inde et en France ;
- et des investissements de maintenance de 2 471 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 4 617 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses actifs de production thermique *merchant* aux États-Unis pour 3 085 millions d'euros, de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne pour 292 millions d'euros, de la participation de 10% dans Petronet LNG en Inde pour 436 millions d'euros, d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni pour 232 millions d'euros, de 25% de la participation dans Elengy pour 202 millions d'euros (via le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz), de sa participation de 30% dans Opus Energy au Royaume-Uni pour 122 millions d'euros, ainsi que de sa participation résiduelle de 38,10% dans NuGen pour 122 millions d'euros.

En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-443 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 4 208 millions d'euros.

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

En millions d'euros



6.1.1.6.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres (y compris recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués) s'élèvent à 2 622 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 2 049 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2016 (soit 0,50 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaires et 0,60 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2017 et à l'acompte sur dividende (soit 0,35 euro par action) versé en octobre 2017 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 642 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 144 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.6.4 Endettement net au 31 décembre 2017

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 80% en euros et 14% en dollars américains au 31 décembre 2017.

La dette nette est libellée à 86% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 10,6 ans.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,4 milliards d'euros.

6

6.1.1.7 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation nette
Actifs non courants	**92 171**	**98 905**	**(6 734)**
dont goodwills	17 285	17 372	(88)
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	57 528	64 378	(6 851)
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	7 409	6 624	785
Actifs courants	**58 161**	**59 595**	**(1 434)**
dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	6 687	3 506	3 181
Capitaux propres	**42 577**	**45 447**	**(2 870)**
Provisions	21 768	22 208	(440)
Dettes financières	33 467	36 950	(3 482)
Autres passifs	52 520	53 895	(1 375)
dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 371	300	3 071

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,5 milliards d'euros, en baisse de -6,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette variation résulte pour l'essentiel du classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies» et de la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie en «Actifs destinés à être cédés» (-5,3 milliards d'euros) (*cf. Note 4.1.1*), des amortissements (-4,2 milliards d'euros), des écarts de conversion (-1,9 milliard d'euros), des pertes de valeurs (-1,0 milliard d'euros), des variations de périmètre (-0,6 milliard d'euros), partiellement compensés par les acquisitions et développements de la période (+6,2 milliards d'euros).

Les ***goodwills*** sont stables à 17,3 milliards d'euros essentiellement à la suite des acquisitions de Keepmoat Regeneration (+0,5 milliard d'euros), des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (+0,1 milliard d'euros), d'Icomera (+0,1 milliard d'euros) et d'EV-Box (+0,1 milliard d'euros), compensées par des pertes de valeurs (-0,5 milliard d'euros) et des écarts de conversion (-0,4 milliard d'euros).

Les **capitaux propres** totaux s'établissent à 42,6 milliards d'euros, en baisse de -2,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,7 milliards d'euros, dont 2,0 milliards d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,7 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), des autres éléments du résultat global (-2,5 milliards d'euros principalement relatifs la variation des écarts de conversion suite au recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur le portefeuille cédé de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis et à la dépréciation du dollar américain face à l'euro), partiellement compensés par le résultat net de la période (+2,2 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 21,7 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette diminution provient principalement pour -1,3 milliard d'euros de l'impact lié au classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (*cf. Note 4.1.1*), partiellement compensée par la comptabilisation de provisions pour contrats déficitaires relatifs à des contrats de réservation de capacité de stockage et de transport (*cf. Note 8.5*).

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 2017 aux activités d'exploration-production suite à leur classement en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie, et au 31 décembre 2016 au portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne cédés au cours du premier semestre 2017 (*cf. Note 4.1*).

6.1.1.8 Comptes sociaux

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

En 2017, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 20 585 millions d'euros, en augmentation de 15% par rapport à 2016, essentiellement sous l'effet de la progression des ventes d'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -1 358 millions d'euros au 31 décembre 2017 comparé à -1 252 millions d'euros en 2016, sous l'effet conjugué de la hausse de l'activité électricité compensée par la baisse de la marge sur les ventes de gaz en raison notamment de la perte de clients, et de la diminution des frais généraux liées aux effets du plan d'économie du Groupe.

Le résultat financier s'élève à 3 849 millions d'euros contre 1 294 millions d'euros sur l'exercice 2016. La forte hausse provient des dividendes reçus des filiales (4 214 millions d'euros contre 2 043 millions d'euros en 2016) principalement Electrabel qui a versé un dividende de 1 641 millions d'euros sous la forme d'un apport des titres Electrabel France et GRDF, qui a versé un dividende de 1 007 millions d'euros incluant un remboursement de prime d'émission pour 738 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -2 072 millions d'euros principalement sous les effets conjugués des dépréciations nettes de reprises sur titres pour -1 538 millions d'euros, des provisions pour restructuration de personnel et immobilier pour 113 millions d'euros, des pénalités payées dans le cadre des remboursements anticipés d'emprunts obligataires pour 93 millions d'euros, compensés par la plus-value dégagée sur la cession des titres Elengy à GRTgaz de 73 millions d'euros et de la reprise de provision pour hausse de prix pour 43 millions d'euros.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 1 001 millions d'euros contre un produit d'impôt de 672 millions d'euros en 2016 (la variation s'explique pour l'essentiel par le remboursement de 424 millions d'euros par l'État de la taxe 3% sur les dividendes invalidés par le Conseil Constitutionnel de 422 millions d'euros).

Le résultat net ressort à 1 421 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 37 191 millions d'euros contre 37 976 millions d'euros à fin 2016, sous l'effet de la distribution de dividendes, de l'impact de la 1re application du règlement ANC n° 2015-05 sur les instruments financiers pour -144 millions d'euros et du résultat 2017.

Au 31 décembre 2017, les dettes financières, ressortent à 34 254 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 8 862 millions d'euros (dont 6 185 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

	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					
En millions d'euros	**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	-					718	-					5 479 406
Montant total des factures concernées TTC		9,5	1,1	0,3	3,3	14,3	-	166,0	53,5	30,0	413,2	662,9
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice		0,04%	0,01%	0,00%	0,01%	0,06%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								068%	0,22%	0,12%	1,70%	2,73%
(B) Factures exclues des (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues			67						149			
Montant total des factures exclues			84,9						73,9			
(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 : 60 jours								Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours

6

6.1.2 Trésorerie et capitaux

6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés) à fin 2017 s'élève à 31,9 milliards d'euros, en baisse par rapport à fin 2016 et se compose principalement de financements obligataires pour 22,2 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 5,6 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,2 milliard d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/titres négociables à court terme représentent 12% de la dette brute totale à fin 2017.

82% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et *Commercial Papers*/titres négociables à court terme).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 22,4 milliards d'euros à fin 2017.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 80% en euros, 14% en dollars américains et 4% en reals brésiliens à fin 2017.

Après impact des dérivés, 86% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,63%, en baisse de 14 points de base par rapport à 2016. La durée moyenne de la dette nette est de 10,6 ans à fin 2017.

Principales opérations de l'année 2017

Les principales opérations de l'année 2017 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 15.3.2. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a étendu d'un an la maturité de la ligne de crédit syndiquée centralisée de 5,5 milliards d'euros en la portant à novembre 2022. En 2017, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 17-552 de l'AMF en date du 16 octobre 2017.

Notations

Depuis avril 2016, ENGIE est noté A-/A-2 avec une perspective négative par Standard & Poor's, et A2/P-1 avec une perspective stable par Moody's. Depuis octobre 2017, ENGIE est noté A/F1 avec une perspective stable par Fitch.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2017, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de *Commercial Papers*/titres négociables à court terme) de 13,4 milliards d'euros. 94% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 6% du total de ces lignes centralisées. À fin 2017, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance.

La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs et peuvent éventuellement être revus durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = *Free Cash Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- Dette/*Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'Equity.

Au 31 décembre 2017, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, exceptées quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en oeuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

Le cas échéant, des financements spécifiques pourraient être mis en place pour des projets bien précis.

Le Groupe a un total de 3,3 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2018 (hors maturité des *Commercial Papers*/titres négociables à court terme de 3,9 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 9,6 milliards d'euros au 31 décembre 2017 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,4 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des *Commercial Papers*/titres négociables à court terme), dont 0,7 milliard d'euros à échéance 2018.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés 204

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 211

NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables 211

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2017 227

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence 235

NOTE 4 Principales variations de périmètre 244

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 251

NOTE 6 Information sectorielle 255

NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant 260

NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles 261

NOTE 9 Résultat financier 267

NOTE 10 Impôts 269

NOTE 11 Résultat par action 272

NOTE 12 Goodwills 273

NOTE 13 Immobilisations incorporelles 278

NOTE 14 Immobilisations corporelles 280

NOTE 15 Instruments financiers 282

NOTE 16 Risques liés aux instruments financiers 294

NOTE 17 Éléments sur les capitaux propres 306

NOTE 18 Provisions 309

NOTE 19 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 313

NOTE 20 Contrats de location-financement 320

NOTE 21 Contrats de location simple 321

NOTE 22 Paiements fondés sur des actions 322

NOTE 23 Transactions avec des parties liées 324

NOTE 24 Rémunération des dirigeants 325

NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 325

NOTE 26 Contentieux et enquêtes 326

NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture 329

NOTE 28 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 330

NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 330

NOTE 30 Retraitement de l'information comparative 331

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016 [1]
Chiffre d'affaires	7.1	65 029	64 840
Achats		(36 740)	(36 620)
Charges de personnel	7.2	(10 082)	(9 996)
Amortissements, dépréciations et provisions	7.3	(3 736)	(4 223)
Autres charges opérationnelles		(11 077)	(10 407)
Autres produits opérationnels		1 441	1 291
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**7**	**4 835**	**4 884**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	437	752
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		**5 273**	**5 636**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	(307)	1 279
Pertes de valeur	8.2	(1 317)	(4 035)
Restructurations	8.3	(671)	(450)
Effets de périmètre	8.4	752	544
Autres éléments non récurrents	8.5	(911)	(850)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**8**	**2 819**	**2 124**
Charges financières		(2 122)	(2 210)
Produits financiers		827	889
RÉSULTAT FINANCIER	**9**	**(1 296)**	**(1 321)**
Impôt sur les bénéfices	10	425	(481)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 948**	**322**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**290**	**(158)**
RÉSULTAT NET		**2 238**	**163**
Résultat net part du Groupe		**1 423**	**(415)**
dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe		*1 226*	*(304)*
dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		*196*	*(111)*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**815**	**579**
dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*722*	*626*
dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*93*	*(47)*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**11**	**0,53**	**(0,23)**
dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action		*0,45*	*(0,19)*
dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		*0,08*	*(0,05)*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**11**	**0,53**	**(0,23)**
dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué		*0,45*	*(0,19)*
dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		*0,08*	*(0,05)*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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. 2017	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2016 (1)	31 déc. 2016 Quote-part du Groupe (1)	31 déc. 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle (1)
RÉSULTAT NET		**2 238**	**1 423**	**815**	**163**	**(415)**	**579**
Actifs financiers disponibles à la vente	15	(379)	(381)	2	146	144	2
Couverture d'investissement net	16	327	327		(86)	(86)	
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	393	378	15	(250)	(260)	10
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	6	18	(11)	(30)	27	(57)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	10	(184)	(184)		123	102	21
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		13	13		108	108	
Écarts de conversion		(2 583)	(2 209)	(374)	402	255	147
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	4	(177)	(124)	(53)	(276)	(193)	(83)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**(2 583)**	**(2 162)**	**(421)**	**137**	**97**	**40**
Pertes et gains actuariels	19	96	93	2	(677)	(633)	(44)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	10	(97)	(92)	(4)	52	52	
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		32	32		(50)	(49)	
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		7	5	2	3	2	1
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**38**	**38**		**(672)**	**(628)**	**(44)**
RÉSULTAT GLOBAL		**(307)**	**(701)**	**394**	**(371)**	**(946)**	**575**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du reclassement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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.

6

État de situation financière

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Actifs non courants			
Goodwills	12	17 285	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	13	6 504	6 639
Immobilisations corporelles nettes	14	51 024	57 739
Titres disponibles à la vente	15	2 656	2 997
Prêts et créances au coût amorti	15	2 976	2 250
Instruments financiers dérivés	15	2 948	3 603
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	7 409	6 624
Autres actifs	25	567	431
Impôts différés actif	10	803	1 250
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**92 171**	**98 905**
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	599	595
Instruments financiers dérivés	15	7 378	9 047
Clients et autres débiteurs	15	20 311	20 835
Stocks	25	4 155	3 656
Autres actifs	25	8 492	10 692
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 608	1 439
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	8 931	9 825
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	6 687	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS		**58 161**	**59 595**
TOTAL ACTIF		**150 332**	**158 499**

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

PASSIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Capitaux propres part du Groupe		36 639	39 578
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 938	5 870
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**17**	**42 577**	**45 447**
Passifs non courants			
Provisions	18	18 428	19 461
Dettes financières	15	25 292	24 411
Instruments financiers dérivés	15	2 980	3 410
Autres passifs financiers	15	32	200
Autres passifs	25	1 009	1 203
Impôts différés passif	10	5 220	6 775
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**52 960**	**55 461**
Passifs courants			
Provisions	18	3 340	2 747
Dettes financières	15	8 176	12 539
Instruments financiers dérivés	15	8 720	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	15	16 432	17 075
Autres passifs	25	14 756	15 702
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	3 371	300
TOTAL PASSIFS COURANTS		**54 795**	**57 591**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**150 332**	**158 499**

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

État des variations des capitaux propres

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves 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 2015	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**5 479**	**3 419**	**(928)**	**990**	**(822)**	**43 078**	**5 672**	**48 750**
Résultat net				(415)					(415)	579	163
Autres éléments du résultat global				(628)		(209)	306		(531)	(3)	(535)
RÉSULTAT GLOBAL				**(1 044)**		**(209)**	**306**		**(946)**	**575**	**(371)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37		37
Dividendes distribués en numéraire				(2 397)					(2 397)	(507)	(2 903)
Achat/vente d'actions propres				(72)				61	(11)		(11)
Coupons des titres super-subordonnés					(146)				(146)		(146)
Transactions entre actionnaires				(37)					(37)	20	(17)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				6					6		6
Augmentations /réductions de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle										81	81
Autres variations				(7)					(7)	27	20
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**1 967**	**3 273**	**(1 137)**	**1 296**	**(761)**	**39 578**	**5 870**	**45 447**

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

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	2 435 285 011	2 435	32 506	1 967	3 273	(1 137)	1 296	(761)	39 578	5 870	45 447
Résultat net				1 423					1 423	815	2 238
Autres éléments du résultat global				38		223	(2 384)		(2 124)	(421)	(2 545)
RÉSULTAT GLOBAL				**1 460**		**223**	**(2 384)**		**(701)**	**394**	**(307)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37		37
Dividendes distribués en numéraire *(cf. Note 17.2.3)*				(2 049)					(2 049)	(680)	(2 729)
Achat/vente d'actions propres *(cf. Note 17.1.2)*				(19)				(122)	(140)		(140)
Coupons des titres super-subordonnés *(cf. Note 17.2.1)*					(144)				(144)		(144)
Transactions entre actionnaires				60					60	131	191
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(3)					(3)	(1)	(4)
Augmentations/ réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle										226	226
Autres variations				1					1	(3)	(2)
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

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.

6

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016 [1]
RÉSULTAT NET		**2 238**	**163**
- Résultat net des activités non poursuivies		290	(158)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 948**	**322**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(437)	(752)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		466	457
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		6 203	9 252
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 096)	(724)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		307	(1 279)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		44	40
- Charge d'impôt		(425)	481
- Résultat financier		1 296	1 321
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**8 305**	**9 117**
+ Impôt décaissé		(894)	(896)
Variation du besoin en fonds de roulement	**25.1**	**1 251**	**1 842**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**8 662**	**10 063**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**647**	**111**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**9 309**	**10 174**
Investissements corporels et incorporels	5.5	(5 779)	(5 290)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.5	(690)	(411)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.5	(1 446)	(208)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	5.5	(258)	(391)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		90	153
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		3 203	983
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		283	1 457
Cessions de titres disponibles à la vente		538	767
Intérêts reçus d'actifs financiers		83	12
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		170	142
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.5	(838)	30
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(4 645)**	**(2 756)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(512)**	**(899)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(5 157)**	**(3 655)**
Dividendes payés [2]		(2 871)	(3 155)
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		389	
Remboursement de dettes financières		(7 738)	(4 752)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(181)	(257)
Intérêts financiers versés		(745)	(817)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		100	137
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(156)	(236)
Augmentation des dettes financières		6 356	2 904
Augmentation/diminution de capital		224	(9)
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée			
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(140)	(11)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.5	1	(26)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(4 761)**	**(6 222)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**36**	**188**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(4 725)**	**(6 034)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(294)	169
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		(10)	(12)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**(877)**	**642**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(16)	
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		**9 825**	**9 183**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		**8 931**	**9 825**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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 144 millions d'euros au 31 décembre 2017 (146 millions d'euros au 31 décembre 2016).

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

6.2.2 Notes aux comptes consolidés

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 7 mars 2018, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2017.

NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2016 et 2017 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 2017, 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 2017 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2016 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2017

- Amendements IAS 7 – *Tableau des flux de trésorerie : Initiative concernant les informations à fournir.*
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat : Comptabilisation d'actifs d'impôt différé au titre de pertes latentes.*
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016 [2] [3].

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe. La réconciliation entre l'endettement financier net et les flux de trésorerie issus des activités de financement (amendement IAS 7) figure en note 15.3.2.

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

1.1.2.1 IFRS 9 – *Instruments financiers* et IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients*

IFRS 9 – Instruments financiers

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

- Classement et évaluation des actifs et passifs financiers

  La norme requiert que les actifs financiers soient classés en fonction de leur nature, des caractéristiques de leurs flux de trésorerie contractuels et du modèle économique suivi pour leur gestion.

- Dépréciation

  IFRS 9 détermine les principes et la méthodologie à appliquer pour évaluer et comptabiliser les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers, les engagements de prêts et les garanties financières.

- Comptabilité de couverture

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

ENGIE a choisi de ne pas adopter IFRS 9 de façon anticipée et d'appliquer la norme dans son entièreté à partir du 1er janvier 2018. Conformément aux principes de transition d'IFRS 9, la nouvelle norme sera appliquée de façon 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. Le choix des options de première application offertes par la norme n'induit pas d'impacts significatifs pour le Groupe.

6

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

(2) Les améliorations de ce cycle concernant IFRS 12 sont applicables en 2017, les autres le sont en 2018.

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

Les travaux réalisés dans le cadre du projet dédié ont permis d'adapter les processus et outils informatiques, d'établir une guidance pour faciliter l'appropriation des nouveaux principes et en assurer une application cohérente à travers le Groupe.

Les principaux effets sur les comptes consolidés se résument comme suit pour chacun des trois volets de la nouvelle norme :

- **Classement et évaluation des actifs et passifs financiers**

Le principal effet concerne le reclassement des actifs financiers actuellement présentés, sous IAS 39, en «Titres disponibles à la vente» et évalués à la juste valeur par capitaux propres.

Suite à l'application d'IFRS 9 ces instruments se présentent comme suit au 31 décembre 2017 :

En millions d'euros	IAS 39	Classements IFRS 9
Titres disponibles à la vente	2 656	
Instrument de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres		734
Instrument de capitaux propres évalués à la juste valeur par résultat		392
Instruments de dette évalués au coût amorti		884
Instruments de dette évalués à la juste valeur par capitaux propres		617
Instruments de dette évalués à la juste valeur par résultat		29
Instruments liquides de dettes destinés à des placements du cash et évalués à la juste valeur par résultat		

- **Dépréciation**

  L'impact le plus important est une augmentation des dépréciations suite à la transition. Cette augmentation s'explique par la comptabilisation des pertes de valeur attendues pour risque de crédit dès la comptabilisation initiale des créances, ou dès les engagements de prêts ou garanties financières. Les principaux éléments concernés sont les créances commerciales (stock de dépréciation complémentaire de 191 millions d'euros au 31 décembre 2017 sur une valeur brute totale de 19 993 millions d'euros) et les créances long terme (stock de dépréciation complémentaire de 22 millions d'euros au 31 décembre 2017 sur une valeur brute totale de 2 925 millions d'euros).

  Après la transition, les résultats récurrents pourraient être impactés essentiellement en fonction d'une évolution significative de la qualité des contreparties, par exemple en cas de crise financière.

- **Comptabilité de couverture**

  Le Groupe est essentiellement concerné par des aspects relatifs à la comptabilité de couverture des risques liés à l'endettement.

  Les principes relatifs à la comptabilité de couverture n'ont pas été modifiés de façon substantielle par le nouveau texte.

L'application d'IFRS 9 conduit à un impact sur les capitaux propres de -235 millions d'euros au 31 décembre 2017 (y compris les effets sur les participations dans les sociétés mises en équivalence à concurrence de -53 millions d'euros).

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

En mai 2014, l'IASB a publié une nouvelle norme relative à la comptabilisation du chiffre d'affaires. En application de cette norme, le chiffre d'affaires doit être reconnu lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services. Cette norme requiert en outre des informations sur la nature, le montant, le calendrier et le degré d'incertitude du chiffre d'affaires et des flux de trésorerie provenant des contrats conclus avec les clients.

IFRS 15 est applicable de manière obligatoire au 1er janvier 2018. Le Groupe a décidé de ne pas l'appliquer de manière anticipée et a fait le choix de la méthode rétrospective totale en retraitant l'information comparative à la date de première application.

Initié dès 2014, le projet a permis d'identifier les sujets pouvant avoir des impacts sur la manière de comptabiliser le chiffre d'affaires dans les différents secteurs d'activité du Groupe qui emportent une large variété de métiers et une grande diversité de contrats.

Les travaux réalisés ont conduit à identifier principalement trois sujets ayant un impact sur le chiffre d'affaires consolidé :

- dans certains pays où le Groupe est commercialisateur d'énergie sans en être le distributeur, l'analyse, selon IFRS 15, peut amener à ne reconnaître en chiffre d'affaires que la vente d'énergie. Le traitement comptable requis par la nouvelle norme conduira, 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 chiffre d'affaires concerné s'établit à 3 803 millions d'euros. Les charges opérationnelles s'inscrivent 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) sera en effet dorénavant reconnu par le distributeur (secteur reportable Infrastructures Europe). Ce chiffre d'affaires représente un montant de 1 957 millions d'euros au 31 décembre 2017.

- les transactions de ventes sur commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 - *Instruments financiers* sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 15. Les ventes qui découlent de ces contrats de couverture sur commodités donnant lieu à livraison physique seront dès lors présentées sur une ligne distincte du chiffre d'affaires IFRS 15. Au 31 décembre 2017, ces ventes s'élèvent à 5 723 millions d'euros.

- la mesure du chiffre d'affaires à reconnaître étant plus explicitement encadrée par le nouveau texte, notamment en fonction de la réalisation des obligations de performance identifiées, le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires et du profil de marge de certains contrats a été revu.

  Les contrats plus particulièrement concernés par l'adoption de méthodes conformes à IFRS 15 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 d'un peu moins de -219 millions d'euros tandis que l'impact sur le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires est non significatif compte tenu de la durée de ces contrats.

D'autres impacts, moins significatifs, portent notamment sur le reclassement de certaines créances commerciales en actifs de contrats.

Synthèse des principaux effets attendus d'IFRS 9 et d'IFRS 15 sur les agrégats du compte de résultat et sur les capitaux propres au 31 décembre 2017

Les principaux effets attendus de l'application des normes IFRS 9 et IFRS 15 sur les chiffres comparatifs du compte de résultat au 31 décembre 2017 sont synthétisés ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Chiffre d'affaires	65 029		(4 093)	60 936
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)	2 753
Résultat financier	(1 296)	(101)	(11)	(1 408)
Impôts sur les bénéfices	425	37	11	473
RÉSULTAT NET	**2 238**	**(92)**	**(38)**	**2 108**
Dont résultat net récurrent	*3 550*	*(120)*	*(38)*	*3 392*
Résultat net part du Groupe	**1 423**	**(80)**	**(23)**	**1 320**
Dont résultat net récurrent part du Groupe	*2 662*	*(122)*	*(23)*	*2 517*

Les chiffres ci-dessus ont été déterminés conformément aux dispositions d'IFRS 9.7.2.1. En conséquence, les montants liés aux actifs financiers qui ont été décomptabilisés en 2017 sont traités en continuant d'appliquer IAS 39 plutôt qu'IFRS 9.

Afin d'assurer la comparaison avec les comptes 2018 dans lesquels tous les actifs financiers, sans exception, seront traités en appliquant IFRS 9, les effets de cette disposition de transition sont présentés comme non récurrents dans les chiffres comparatifs du compte de résultat au 31 décembre 2017.

Les principaux effets attendus de l'application d'IFRS 9 et d'IFRS 15 sur les capitaux propres au 31 décembre 2017 se résument comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Capitaux propres	42 577	(235)	(219)	42 123
Capitaux propres part du Groupe	36 639	(224)	(132)	36 283

1.1.2.2 Autres normes, amendements ou interprétations

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

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

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2018

1.1.3.1 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».

Les travaux liés à la première application de cette norme, au 1er janvier 2019, se sont poursuivis durant l'exercice 2017.

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

Les travaux d'analyse des impacts liés à la transition devraient être finalisés en 2018 sur base de la méthode rétrospective modifiée.

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, des méthaniers ainsi que des véhicules. Les engagements liés à ces contrats sont aujourd'hui présentés dans les engagements hors bilan (*cf. Note 21*).

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

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

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

(2) Les améliorations de ce cycle concernant IFRS 12 sont applicables en 2017, les autres le sont en 2018.

1.1.3.2 Autres normes, amendements ou interprétations

- IFRIC 23 – *Positions fiscales incertaines* [1].
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* [1].
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative* [1].
- Amendement IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* [1].
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017 [1].

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

1.1.4 Rappel des options de transition IFRS 1

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

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

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

Les états financiers ont été préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IAS 39.

1.2.1 Actifs ou groupe d'actifs destinés à être cédés

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

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

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 dans les états financiers consolidés du Groupe.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

L'évolution de l'environnement économique et financier a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

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

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

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

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

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (se reporter à la Note 4) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés (se reporter au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» (se reporter au § 1.3.1.6) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (se reporter à la Note 10.3).

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

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

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

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

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

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

En ce qui concerne les principales UGT *goodwill*, les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- UGT Benelux

  Les prévisions de flux de trésorerie de cette UGT reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles et du CO_2, 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 régulatoire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique et la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France). Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

- UGT GRDF

  Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 5» entré en vigueur le 1er juillet 2016 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR), sans prime, fin 2023. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution.

- UGT France BtoC

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

- UGT France Renouvelables

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

- UGT Génération Europe

  Les principales hypothèses et estimations utilisées portent sur les modalités et les niveaux de rémunérations de capacité, sur l'évolution de la demande d'électricité, les prévisions de prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité, ainsi que sur le niveau des taux d'actualisation.

- UGT Storengy

  En France, les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des sites de stockage adopté par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) dans le cadre de la régulation de ces activités mise en place de manière rétroactive au 1er janvier 2018. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2023.

En Allemagne, les hypothèses clés portent sur les prévisions de ventes de capacités, lesquelles dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel.

1.3.1.3 Évaluation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des sites de production nucléaires, de même que celles liées au démantèlement des infrastructures gazières en France, sont :

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) *(cf. Note 18.2)* ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) *(cf. Notes 18.2 et 18.3)* ;
- ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

1.3.1.4 Engagements de retraite

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

1.3.1.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, le Groupe doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif. Ces hypothèses de valorisation concernent essentiellement les méthodes d'évaluation des flexibilités de prix et de volumes des contrats à long terme. Des ajustements de modélisation spécifique sont pris en compte pour adresser l'incertitude liée à l'utilisation de paramètres peu observables.

1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente. Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives ne sont parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs. En France, le gaz livré non relevé et non facturé dit «gaz en compteur» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

1.3.1.7 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

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

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour l'évaluation de la nature du contrôle, la classification des accords qui contiennent des contrats de location, la comptabilisation des acquisitions de participations ne donnant pas le contrôle antérieures au 1er janvier 2010, et la détermination des «activités normales», au regard d'IAS 39, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 «Principales filiales au 31 décembre 2017» et dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

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

1.4 Méthodes comptables

1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

Entités contrôlées

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

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

Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

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

Participations dans des activités conjointes

Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de celle-ci.

Conformément à cette norme, le Groupe comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses intérêts dans des activités conjointes en conformité avec les normes IFRS applicables à ces actifs, passifs, produits et charges.

À noter que les contrats de partage de production, notamment dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures sont hors du champ d'application d'IFRS 11. Les parties prenantes à ces contrats comptabilisent en effet leurs droits de production et de réserves conformément aux clauses contractuelles.

1.4.2 Méthodes de conversion

1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

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

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. À chaque arrêté comptable :

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

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

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

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

1.4.3 Regroupements d'entreprises

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

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

1.4.4 Immobilisations incorporelles

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

1.4.4.1 Goodwills

Détermination des *goodwills*

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

Regroupements réalisés avant le 1er janvier 2010

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

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

Regroupements réalisés après le 1er janvier 2010

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

(i) la contrepartie transférée ;

(ii) le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise ; et

(iii) dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;

par rapport au solde net des justes valeurs des actifs acquis et des passifs repris identifiables.

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

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

Évaluation des *goodwills*

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

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

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

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

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

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

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

- des sommes versées ou à verser en contrepartie de droits attachés à la qualité de concessionnaire ou d'exploitant d'équipements publics ;
- des portefeuilles clients acquis lors de regroupements d'entreprises ;
- des droits à capacité, notamment sur des centrales ; le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales nucléaires opérées par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 50 ans ;
- des actifs de concessions ;
- des coûts d'acquisition des contrats.

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 :

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**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.

1.4.5 Immobilisations corporelles

1.4.5.1 Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées.

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

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

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

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

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

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock (se reporter au paragraphe 1.4.10 «Stocks»), il est enregistré en immobilisations.

1.4.5.2 Amortissement

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

Les amortissements sont calculés essentiellement sur base du mode linéaire sur les durées normales d'utilité suivantes :

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

(*) *Hors gaz coussin.*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minima concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maxima s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre le contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte du renouvellement des contrats si ce dernier est estimé raisonnablement certain par le Groupe.

1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

Le Groupe applique la norme IFRS 6 – *Prospection et évaluation de ressources minérales*.

Les dépenses d'études géologiques et géophysiques sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les coûts d'exploration (autres que les dépenses d'études géologiques ou géophysiques) sont temporairement immobilisés dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Ce coût des forages d'exploration est temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

- le puits a mis en évidence un volume suffisant de réserves pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
- le Groupe enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme, la réalisation de dépenses d'études de développement et en tenant compte du fait que le Groupe puisse être dans l'attente d'autorisations d'un gouvernement ou d'un tiers sur un projet proposé ou de disponibilité de capacité de transport ou de traitement sur une installation existante.

Selon cette méthode dite des *successful efforts*, à l'issue du programme d'exploration, lorsque le puits d'exploration a permis de confirmer avec certitude l'existence de réserves commercialisables, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.

L'amortissement des immobilisations de production, y compris des coûts de remise en état des sites, débute à partir de la mise en production des champs et est effectué selon la méthode à l'unité de production (UOP «*Unit of Production Method*»). Le taux d'amortissement pratiqué dans le cadre de l'UOP est égal au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures.

1.4.7 Concessions

L'interprétation SIC 29 – *Accords de concession de services – Informations à fournir* traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux Comptes, tandis que IFRIC 12 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

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

- le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ;

et

- le concédant contrôle l'infrastructure, c'est-à-dire a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Concessions hors du champ IFRIC 12

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles.

Cette analyse s'applique au cas particulier de la distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GRDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

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

Indices de perte de valeur

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

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

- au titre des indices externes :
  - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, réglementaire, politique ou du marché dans lequel opère l'actif,
  - baisse de la demande,
  - évolution défavorable du cours des énergies et du dollar ;
- au titre des indices internes :
  - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
  - performance inférieure aux prévisions,
  - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

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

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

Évaluation de la valeur recouvrable

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

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

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

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

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

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

1.4.9 Contrats de location

Dans le cadre de ses différentes activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne correspondent pas à la définition d'un contrat de location-financement sont classés en tant que contrats de location simple.

Les principaux indicateurs examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont les suivants : existence d'une clause de transfert automatique ou d'option de transfert de propriété, conditions d'exercice de cette clause, comparaison entre la durée du contrat et la durée de vie estimée du bien, spécificité de l'actif utilisé et comparaison de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre du contrat avec la juste valeur du bien.

1.4.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont comptabilisés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière. L'actif est comptabilisé à la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux.

1.4.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

Les paiements effectués au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

1.4.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente *take-or-pay* qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

Le Groupe est concerné par cette interprétation principalement au titre de :

- certains de ses contrats d'achat/vente d'énergie, notamment dès lors qu'ils confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie ;
- certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

1.4.10 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (se reporter au § 1.4.5.1).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

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).

1.4.11 Instruments financiers

Les instruments financiers sont comptabilisés et évalués conformément à IAS 32 et IAS 39.

1.4.11.1 Actifs financiers

Ils comprennent les titres disponibles à la vente, les prêts et créances au coût amorti, y compris les créances clients et comptes rattachés et les actifs financiers évalués en juste valeur par résultat, dont les instruments financiers dérivés. Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et courants.

Titres disponibles à la vente

La catégorie «Titres disponibles à la vente» comprend les participations du Groupe dans des sociétés non consolidées et les titres de capitaux propres ou de dettes ne satisfaisant pas aux critères de classement dans les autres catégories (voir infra). Le coût de revient est déterminé selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

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

Aux dates de clôture, les titres disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur. Pour les actions de sociétés cotées, cette juste valeur est déterminée sur la base du cours de Bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net. Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en autres éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est jugée suffisamment significative ou prolongée pour impliquer une perte de valeur le cas échéant. Dans ce dernier cas, une perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne «Pertes de valeur». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

Prêts et créances au coût amorti

La catégorie «Prêts et créances au coût amorti» comprend principalement les créances rattachées à des participations, des avances en compte courant consenties à des entités associées ou non consolidées, des dépôts de garantie ainsi que les créances clients et autres débiteurs.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. À chaque date de clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode dite du taux d'intérêt effectif.

Les dépôts de garantie provenant de contrats de location sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et autres débiteurs sont comptabilisés à leur juste valeur, ce qui dans la plupart des cas correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

Ces actifs financiers répondent aux critères d'IAS 39 de qualification ou de désignation.

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalents de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés ainsi que les autres passifs financiers.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

- les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois suivant la date de clôture ;
- les passifs financiers pour lesquels le Groupe ne dispose pas d'un droit inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

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

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

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé» (se reporter au § 1.4.11.3). Les conditions selon lesquelles les dérivés incorporés doivent être comptabilisés séparément sont précisées ci-après. En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante «dérivé incorporé», à hauteur.de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé et une composante «passif financier» déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

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

Engagements d'achat de participations ne donnant pas le contrôle

Les autres passifs financiers comprennent notamment les *puts* sur participations ne donnant pas le contrôle consentis par le Groupe.

Puts sur participations ne donnant pas le contrôle émis avant le 1er janvier 2010

En l'absence de précisions dans les textes IFRS et au vu des recommandations de l'AMF pour la clôture 2009, le Groupe a décidé de conserver ses méthodes comptables antérieures pour les instruments comptabilisés avant le 1er janvier 2010 :

- à la mise en place d'un *put* à prix variable, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des participations ne donnant pas le contrôle, le solde est comptabilisé en *goodwill* ;
- à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de passif trouvent leur contrepartie en *goodwill* ;
- les versements de dividendes aux participations ne donnant pas le contrôle se traduisent par une augmentation du *goodwill* ;
- au compte de résultat, les participations ne donnant pas le contrôle se voient affecter leur quote-part de résultat. Dans l'état de situation financière, la quote-part de profit allouée aux participations ne donnant pas le contrôle réduit le montant du *goodwill*. Aucune charge financière n'est comptabilisée au titre des variations de valeur du passif qui trouvent toutes leurs contreparties en *goodwill*.

1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

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

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

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

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

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites «normales» et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IAS 39. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

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

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IAS 39. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat dit «hôte» qui répond à la définition d'un instrument dérivé et dont les caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte.

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

Les dérivés incorporés font l'objet d'une comptabilisation séparée dès lors :

- que le contrat hôte n'est pas un instrument financier déjà comptabilisé à sa juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- que séparés du contrat hôte, la composante répond encore à la définition d'un produit dérivé (existence d'un sous-jacent, absence de règlement initial et règlement futur) ;
- et que les caractéristiques du dérivé identifié ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte. L'analyse de ce caractère «étroitement lié» est effectuée à la date de signature du contrat.

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

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

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

Couverture de juste valeur

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

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

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat

consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

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

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

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

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

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

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

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture. Les couvertures sont considérées comme efficaces lorsque la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie entre élément de couverture et élément couvert se situe dans une fourchette comprise entre 80 et 125%.

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

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

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

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

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

Évaluation de la juste valeur

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

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

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

- la juste valeur des swaps de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

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

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

1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

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

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

1.4.13 Titres d'autocontrôle

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

Instruments réglés en actions : Attributions d'actions gratuites et d'actions de performance

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

1.4.15 Provisions

1.4.15.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- la valorisation du montant 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.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

1.4.15.2 Autres provisions

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour reconstitution de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «Autres produits et autres charges financiers»).

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de site. La contrepartie de la provision pour démantèlement est un «actif de démantèlement» qui est inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement, ou du taux d'actualisation sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

1.4.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires (correspondant aux produits des activités ordinaires selon IAS 18) du Groupe comprend essentiellement les produits liés aux activités suivantes :

- vente d'énergie ;
- prestations de services ;
- contrats de construction et contrats de location.

Les ventes sont reconnues lorsque la livraison a eu lieu (risques et avantages transférés à l'acheteur) ou à l'avancement pour les

prestations de services et les contrats de construction, le prix est fixé ou déterminable et le caractère recouvrable des créances est probable.

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Dans le cas où l'existence d'un différé de paiement a un effet significatif sur la détermination de la juste valeur, il en est tenu compte en actualisant les paiements futurs.

1.4.16.1 Vente d'énergie

Le chiffre d'affaires comprend essentiellement la vente d'électricité et de gaz, les redevances de transport et de distribution liées ainsi que différentes prestations comme la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ou les ventes de chaleur.

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est déterminée indépendamment des volumes et dont le montant est généralement fixe mais peut, dans certains cas très limités, évoluer sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à cette composante est étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne «Chiffre d'affaires».

Par ailleurs, les résultats réalisés au titre des couvertures liées à l'optimisation du parc de production et des contrats d'achats de combustibles ou de ventes d'énergie sont présentés en net.

1.4.16.2 Prestations de services

Les produits provenant des services dans le secteur de l'énergie, correspondant essentiellement à des prestations d'installation, de maintenance et de services à l'énergie, sont comptabilisés selon les dispositions de la norme IAS 18 qui prévoient la méthode du pourcentage d'avancement pour les activités de service.

1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

Le chiffre d'affaires des contrats de construction est déterminé en appliquant la méthode du pourcentage d'avancement et de façon plus générale les dispositions présentées dans IAS 11. Selon les cas, ce degré d'avancement est déterminé soit sur la base de l'avancement des coûts, soit par référence à un avancement physique tel que des jalons définis contractuellement.

Le chiffre d'affaires comprend également les produits sur les actifs financiers de concession (IFRIC 12) et les créances de location-financement (IFRIC 4).

1.4.17 Résultat opérationnel courant

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

- «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel» : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur *(Mark-to-market)* des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoces ni de couvertures. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IAS 39, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- «Pertes de valeur» : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwills,* les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ainsi que les titres disponibles à la vente ;
- «Restructurations» : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- «Effets de périmètre». Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés.
- «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.4.18 Impôts

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

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

Les différences temporelles nées des retraitements relatifs aux contrats de location-financement donnent lieu à la comptabilisation d'impôts différés.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à

laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

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

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

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

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

1.4.19 Résultat par action

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

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

1.4.20 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.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2017

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2017

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 15.1.1)* en tant que «Titres disponibles à la vente».

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 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

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

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

AMÉRIQUE DU NORD

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America (1)	Production d'électricité	États-Unis	-	100,0	-	IG
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 Massachussetts	Terminaux méthaniers	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Ecova	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs cédés au cours de l'exercice 2017 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

AMÉRIQUE LATINE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
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. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Groupe GLOW	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	69,1	69,1	IG	IG
Hazelwood Power Partnership	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Groupe Loy Yang B (1)	Production d'électricité	Australie	70,0	70,0	IG	IG
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0	IG	IG

(1) La centrale de production d'électricité de Loy Yang B fait l'objet d'un classement en «Actifs destinés à la vente» en date du 23 novembre 2017 (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»).

BENELUX

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
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 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
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 (1)	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
La Compagnie du Vent (1)	Production et ventes d'électricité	France	-	59,0	-	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	64,4	64,4	IG	IG

(1) ENGIE Green et La Compagnie du Vent ont fusionné le 15 décembre 2017, ENGIE Green absorbant cette dernière. Cette opération fait suite à l'acquisition en 2017 des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (cf. Note 4.3.3).

EUROPE HORS FRANCE ET BENELUX

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
ENGIE Energieiösungen 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 (1)	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	-	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

(1) Voir Note 4 «Principales variations de périmètre».

INFRASTRUCTURES EUROPE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France	74,8	74,7	IG	IG
Elengy (1)	Terminaux méthaniers	France	74,8	100,0	IG	IG
Fosmax LNG (2)	Terminaux méthaniers	France	54,2	72,5	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

(1) ENGIE SA a transféré 100% de sa participation dans Elengy à GRTgaz le 27 septembre 2017 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).
(2) Fosmax LNG est détenue à 72,5% par Elengy.

GEM & GNL

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
Electrabel SA (*)	*Energy management trading*	France/ Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Global Markets	*Energy management trading*	France/ Belgique/ Singapour	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management (*)	*Energy management trading*	France/ Belgique/ Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Gas & LNG LLC	Gaz naturel/ GNL	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE SA (*)	Energy management trading/ Ventes d'énergie/GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

E&P (1)

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
ENGIE E&P International	*Holding - société mère*	*France*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P Nederland B.V.	*Exploration-production*	*Pays-Bas*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P Deutschland GmbH	*Exploration-production*	*Allemagne*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P Norge AS	*Exploration-production*	*Norvège*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P UK Ltd.	*Exploration-production*	*Royaume-Uni*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*

(1) ENGIE E&P International et ses filiales font l'objet d'un classement en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 4.1.1 «Cession des activités d'exploration-production»).

AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2017	% d'intérêt 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2017	Méthode de consolidation 31 déc. 2016
ENGIE SA (*)	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA (*)	Holding/Production d'électricité	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA (*)	Holding	France	100,0	100,0	IG	IG
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE CC	Filiales financières/Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0	IG	IG
Solairedirect	Production d'électricité	France	100,0	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 Energia Polska SA (*) (1)	Production d'électricité	Pologne	-	100,0	-	IG
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
Rugeley Power Limited	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Saltend (1)	Production d'électricité	Royaume-Uni	-	75,0	-	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs cédés au cours de l'exercice 2017 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

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

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

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

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

Il s'agit notamment des sous-groupes ENGIE E&P International (70%) et GRTgaz (74,8%).

ENGIE E&P International (secteur E&P) : 70%

Le Groupe ENGIE et China Investment Corporation (CIC) ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation de 30% dans les activités exploration-production du Groupe (ENGIE E&P International). Le pacte d'actionnaires prévoit que certaines décisions d'investissements relatives à des projets de développement majeur, requièrent une décision unanime des deux actionnaires, après une période de concertation.

Le Groupe ENGIE a estimé qu'il continuait à contrôler ENGIE E&P International, dans la mesure où les droits consentis à CIC représentent des droits de protection de minoritaires eu égard plus particulièrement aux risques auxquels est exposé tout actionnaire dans l'activité d'exploration-production.

Le 15 février 2018, le Groupe ENGIE a cessé d'exercer son contrôle sur ENGIE E&P International à l'issue de la finalisation de la cession de sa participation de 70%, laquelle met fin de manière concomitante au pacte d'actionnaire avec CIC *(cf. Note 27 «Événements postérieurs à la clôture»)*.

GRTgaz (secteur Infrastructures Europe) : 74,8%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des dépôts et consignations (CDC), qui détient 24,9% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e 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 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 autre) : 40,4%

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

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugé significatif, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, 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**	
En millions d'euros		**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**
Groupe GRTgaz (Infrastructures Europe, France) (1)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,2	25,3	109	137	1 196	987	97	86
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) (2)	Production et ventes d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	45	112	842	941	27	47
Groupe GLOW (Afrique/Asie, Thaïlande) (2)	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	110	94	565	599	87	84
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) (2)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	177	131	563	621	154	105
Groupe ENGIE Romania (Europe hors France & Benelux, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergies	49,0	49,0	35	39	481	470	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	30,0	30,0	93	(47)	363	320		
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) (2)	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	45	45	337	351	17	19
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (2)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	41	27	336	355	59	59
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				159	40	1 255	1 226	227	106
TOTAL				**815**	**579**	**5 938**	**5 870**	**680**	**507**

(1) Au sein de la ligne «Groupe GRTgaz» Elengy ne contribue au résultat net des participations ne donnant pas le contrôle qu'à compter du 27 septembre 2017. Au niveau de Fosmax LNG, la quote-part directe de 27,5% des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net, ainsi que sur les dividendes payés, pour la période allant du 1er janvier au 27 septembre 2017, n'est pas reprise dans cette ligne.

(2) 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.

(3) Le Groupe ENGIE E&P International est classé en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017. Les informations financières résumées d'ENGIE E&P International sont présentées dans la Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies».

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

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

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe GLOW		Groupe ENGIE Brasil Energia	
En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 295	1 993	928	876	1 331	1 343	1 935	1 670
Résultat net	447	544	85	223	267	241	566	417
Résultat net part du Groupe	337	406	40	111	157	147	389	286
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	1	(26)	(122)	41	(61)	35	(177)	192
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**339**	**381**	**(82)**	**152**	**96**	**183**	**212**	**478**
État de situation financière								
Actifs courants	774	586	344	601	584	588	998	957
Actifs non courants	10 481	9 114	2 562	2 601	2 284	2 558	3 897	3 162
Passifs courants	(884)	(699)	(293)	(280)	(359)	(383)	(1 387)	(489)
Passifs non courants	(5 908)	(5 094)	(881)	(997)	(1 135)	(1 300)	(1 834)	(1 772)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 462**	**3 908**	**1 732**	**1 926**	**1 374**	**1 463**	**1 675**	**1 858**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 196**	**987**	**842**	**941**	**565**	**599**	**563**	**621**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	1 074	1 069	190	266	477	432	794	658
Flux issus des activités d'investissement	(915)	(619)	(428)	(55)	(23)	(17)	(1 548)	(355)
Flux issus des activités de financement	(149)	(450)	55	(109)	(423)	(456)	770	(437)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**10**		**(183)**	**102**	**30**	**(41)**	**16**	**(134)**

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

6

En millions d'euros	Groupe ENGIE Romania		ENGIE Energia Perú		Gaztransport & Technigaz	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	1 062	989	596	665	228	236
Résultat net	71	80	117	119	69	(115)
Résultat net part du Groupe	36	41	72	73	28	(143)
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(12)	(2)	(66)	20		1
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**24**	**39**	**6**	**94**	**28**	**(141)**
État de situation financière						
Actifs courants	531	564	225	258	226	201
Actifs non courants	728	752	1 679	1 902	530	582
Passifs courants	(240)	(321)	(259)	(351)	(113)	(101)
Passifs non courants	(50)	(49)	(764)	(894)	(79)	(87)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**969**	**946**	**880**	**916**	**563**	**595**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**481**	**470**	**337**	**351**	**336**	**355**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	116	188	323	206	116	95
Flux issus des activités d'investissement	(34)	(42)	(74)	(192)	(6)	(3)
Flux issus des activités de financement	(67)	(29)	(242)	(36)	(95)	(102)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [1]	**15**	**117**	**8**	**(22)**	**14**	**(11)**

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

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 913	4 736
Participations dans les coentreprises	2 495	1 888
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**7 409**	**6 624**
Compte de résultat (1)		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	269	671
Quote-part du résultat net des coentreprises	168	81
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**437**	**752**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	50	47
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(6)	12
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**44**	**59**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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 «monoactif» 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 (31,96%)

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 2017 et (iii) les accords opérationnels de transition (essentiellement constitués par un accord-cadre relatif aux achats et à l'informatique) ont été conclus à des conditions normales de marché.

Entités associées dans lesquelles le Groupe détient moins de 20%

Cameron Holding LNG LLC (16,6%)

ENGIE a conclu un accord de partenariat avec Sempra (50,2%), Mitsubishi (16,6%) et Mitsui (16,6%) pour le développement du projet Cameron LNG aux États-Unis. Selon ces accords, ENGIE détient depuis le 1er octobre 2014 une participation de 16,6% dans l'entité de projet Cameron Holding LNG LLC et aura une capacité de liquéfaction long terme de 4 millions de tonnes par an (mtpa). La construction a démarré et les installations devraient être mises en service à partir de 2018.

L'accord confère à l'ensemble des actionnaires le droit de participer à toutes les décisions relatives aux activités pertinentes, prises principalement à des majorités qualifiées. Le Groupe ENGIE dispose dès lors d'une influence notable et comptabilise cette participation en tant qu'entreprise associée.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

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

Contrôle conjoint - distinction entre coentreprise et activité conjointe

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

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

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2017.

3.1 Participations dans les entreprises associées

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

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

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

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		31,96	32,57	2 099	1 906	100	139	99	(40)	119	119
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	784	774	(23)	197				
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				646	651	166	129	(16)	52	96	99
Senoko (Afrique/Asie, Singapour)	Centrales à gaz	3 201 MW	30,00	30,00	298	355	(31)	(10)	(9)	31		
GASAG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) [2]	Réseaux de gaz et chaleur		31,58	31,58	247	231	14	5	4	15	2	11
Cameron LNG (GEM & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz		16,60	16,60	220	193	(3)	(6)	(11)	2		
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (Amérique du Nord, Canada)	Champ éolien	679 MW	40,00	40,00	154	161	16	13	(10)	(14)	23	21
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					466	466	30	204	(6)	1	37	105
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 913**	**4 736**	**269**	**671**	**50**	**47**	**278**	**355**

(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 26 033 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%.

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

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -43 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 27 millions d'euros en 2016) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf. Note 5.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»*).

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

Les tableaux ci-après présentent les informations financières résumées des principales entreprises associées du Groupe et correspondent aux montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après pris 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 réalisée 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 2017											
Groupe SUEZ [1]	15 871	302	(210)	92	10 153	22 218	10 450	12 855	9 066	31,96	2 099
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	653	(25)	628	2 477	21 060	4 673	16 131	2 734		646
Senoko	1 081	(105)	(31)	(135)	238	2 505	145	1 603	995	30,00	298
GASAG	1 106	46	12	58	780	1 676	1 500	173	782	31,58	247
Cameron LNG	57	(20)	(67)	(86)	87	5 770	267	4 267	1 323	16,60	220
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	175	39	(25)	14	73	1 128	69	747	385	40,00	154
AU 31 DÉCEMBRE 2016											
Groupe SUEZ [1]	15 322	420	(333)	87	9 086	20 198	10 037	11 881	7 366	32,57	1 906
Energia Sustentável do Brasil	578	493		493	308	6 108	919	3 563	1 934	40,00	774
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 004	557	227	784	2 360	24 294	5 302	18 617	2 735		651
Senoko	1 125	(34)	102	68	308	2 763	141	1 744	1 185	30,00	355
GASAG [2]	1 164	14	48	63	810	1 730	1 592	217	732	31,58	231
Cameron LNG	60	(36)	13	(23)	50	5 167	256	3 801	1 161	16,60	193
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	172	41	(36)	6	76	1 247	66	857	401	40,00	161

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capital propre part du Groupe s'élève à 6 562 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 464 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence de 98 millions d'euros provient 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.

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

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2017, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 922 millions d'euros.

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2017.

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		264		37	333		
Contassur [1]				159			
Energia Sustentável Do Brasil	167				50	11	
Autres	15	6	1	7	34	3	
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**183**	**270**	**1**	**202**	**416**	**14**	

(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 159 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 130 millions d'euros au 31 décembre 2016.

3.2 Participations dans les coentreprises

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

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

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

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	-	656	-	13	-		-		-
EcoÉlectrica (Amérique du Nord, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	478	504	46	38				37
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Europe hors France & Benelux/Autres, Portugal)	Production d'électricité	2 895 MW	50,00	50,00	329	420	40	62	3	1	135	30
WSW Energie und Wasser AG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) (1)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	192	185	7	12			3	3
Tihama Power Generation Co (Afrique/Asie, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	122	136	2	21	1	6		
Ohio State Energy Partners (Amérique du Nord)	Services à l'énergie		50,00	-	117	-	3	-	(2)	-	1	-
Megal GmbH (Infrastructures Europe, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	98	105	4	5			12	17
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chili)	Ligne de transmission d'électrisé		50,00	50,00	66	79	1	(1)				(5)
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					438	459	51	(56)	(8)	5	36	32
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**2 495**	**1 888**	**168**	**81**	**(6)**	**12**	**188**	**114**

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

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre -8 millions d'euros en 2016). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts (*cf. Note 5.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»*).

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

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

INFORMATIONS SUR LE COMPTE DE RÉSULTAT ET LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortissements des immobilisations	Résultat financier [1]	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2017							
National Central Cooling Company «Tabreed»	121	(12)	(15)	-	34		34
EcoÉlectrica	301	(72)	(2)	(4)	92		92
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)
AU 31 DÉCEMBRE 2016							
EcoÉlectrica	309	(66)	(5)	(3)	76		76
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	680	(79)	(36)	(38)	179	(2)	177
WSW Energie und Wasser AG [2]	1 179	(16)	(4)	(19)	37		37
Tihama Power Generation Co	126	(6)	(29)	(3)	35	11	46
Megal GmbH	115	(55)	(4)	(1)	11		11
Transmisora Eléctrica del Norte	-	-	(2)	1	(2)	(10)	(12)

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

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

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 2017										
National Central Cooling Company «Tabreed»	101	108	2 351		160	760		1 641	40,00	656
EcoÉlectrica	97	128	773	3	16		23	955	50,00	478
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal [1]	245	741	1 259	315	168	886	130	746	50,00	329
WSW Energie und Wasser AG [2]	13	117	769	40	98	105	97	560	33,10	192
Tihama Power Generation Co	77	121	526	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
AU 31 DÉCEMBRE 2016										
EcoÉlectrica	74	131	959	1	16	108	29	1 009	50,00	504
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	275	729	1 699	382	162	1 113	130	917	50,00	420
WSW Energie und Wasser AG	37	171	754	33	174	126	95	534	33,10	185
Tihama Power Generation Co	64	108	660	55	27	508	16	227	60,00	136
Megal GmbH	24	8	726	3	69	389	84	214	49,00	105
Transmisora Eléctrica del Norte	29	3	733	1	119	487		158	50,00	79

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 658 millions d'euros. La quote-part de ces 658 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 329 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 549 millions d'euros. La quote-part de ces 549 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 182 millions d'euros, à laquelle s'ajoute unequote-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 549 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2017.

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
EcoÉlectrica		96					
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal				1	128		
WSW Energie und Wasser AG	3	54		5		2	
Megal GmbH	65					5	
Futures Énergies Investissements Holding	1	16	4	1	206	1	
Autres	55	13	7	2	151	3	
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**125**	**180**	**11**	**8**	**486**	**11**	

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

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

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 249 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 289 millions d'euros au 31 décembre 2016). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2017 s'élève à 5 millions d'euros.

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

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

Au 31 décembre 2017, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent les trois sociétés et groupes de sociétés suivants :

- Cameron LNG pour un montant global de 1 505 millions de dollars américains (1 255 millions d'euros).

  Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de cette entreprise associée correspondent à :

  - un engagement de mise en capital pour 180 millions de dollars américains (150 millions d'euros),
  - une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 026 millions d'euros), qui vise à garantir les prêteurs contre tout risque de non-remboursement au cas où le projet en construction ne pourrait être mené à son terme ou entrer en exploitation. Au 31 décembre 2017, les tirages de dettes effectués à date par Cameron LNG représentent, intérêts courus compris, un montant de 848 millions de dollars américains (707 millions d'euros) au titre de la quote-part garantie par le Groupe, des garanties diverses pour un montant total de 95 millions de dollars américains (79 millions d'euros). Au 31 décembre 2017, l'exposition réelle du Groupe au titre de ces garanties s'élève à 30 millions de dollars américains (25 millions d'euros) ;
- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 427 millions de reals brésilien (1 116 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2017, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 11 068 millions de reals brésiliens (2 790 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 1 801 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 675 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 239 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 420 millions d'euros,
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 467 millions d'euros.

NOTE 4 Principales variations de périmètre

4.1 Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies

Au 31 décembre 2017, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 6 687 et 3 371 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	5 307	3 153
Autres actifs	1 380	353
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**6 687**	**3 506**
dont Actifs des activités non poursuivies	*5 471*	
Dettes financières	418	
Autres passifs	2 953	300
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**3 371**	**300**
dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies	*2 705*	

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016 (portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis ; centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne) ont été cédés au cours de l'exercice 2017 (*cf. Note 4.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2017»*).

Les actifs et passifs présentés au 31 décembre 2017 sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière se rapportent aux activités d'exploration-production, ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie.

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

La transaction relative à la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B a d'ores et déjà été finalisée par le Groupe en janvier 2018, suivie en février 2018 par la finalisation de la cession des activités d'exploration-production.

Par ailleurs, le Groupe a conclu en novembre 2017 un accord en vue de la cession à Total de ses activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL), pour une valeur totale de 2,04 milliards de dollars américains, incluant un complément de prix pouvant aller jusqu'à 550 millions de dollars américains. Le Groupe a cependant estimé, au regard de l'avancement au 31 décembre 2017 du processus de levée des conditions suspensives, dont certaines ne sont pas à sa main, qu'à cette date ces activités ne pouvaient être classées en tant qu'activités destinées à être cédées.

4.1.1 Cession des activités d'exploration-production

Le 11 mai 2017, le Groupe est entré en négociation exclusive avec Neptune Energy pour la vente de l'intégralité de sa participation de 70% dans sa filiale ENGIE E&P International (EPI), après avoir reçu de ce dernier une offre d'achat ferme et irrévocable. À l'issue du processus de consultation des instances représentatives du personnel, ENGIE a formellement signé le 22 septembre 2017 avec Neptune Energy le contrat de vente portant sur sa participation de 70% dans EPI.

Cette transaction est devenue effective le 15 février 2018 (*cf. Note 27 «Évènements postérieurs à la clôture»*).

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

Le Groupe a procédé au classement d'EPI en «Activités non poursuivies» à la date du 11 mai 2017. Ce jugement, confirmé depuis par la finalisation de cette transaction en date du 15 février 2018, était fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'offre d'achat reçue de Neptune Energy, ainsi que sur la nature des conditions suspensives à lever à la date de réception de l'offre. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 31 décembre 2017, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2016 ;
- le résultat net des activités non poursuivies réalisé sur l'exercice 2017 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée «Résultat net des activités non poursuivies». Les données comparatives du compte de résultat au 31 décembre 2016 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (*cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»*) ;

- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 31 décembre 2017. Les données comparatives de l'état du résultat global au 31 décembre 2016 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (*cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»*) ;
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies réalisées, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2017. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 31 décembre 2016 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (*cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»*).

4.1.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

RÉSULTAT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Chiffre d'affaires	1 908	1 909
Achats	(225)	(178)
Charges de personnel	(206)	(235)
Amortissements, dépréciations et provisions	(121)	(646)
Autres charges opérationnelles	(285)	(434)
Autres produits opérationnels	14	108
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**1 086**	**524**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5	12
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 091**	**536**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(13)	(25)
Pertes de valeur	(137)	(157)
Restructurations	(1)	(25)
Effets de périmètre	4	
Autres éléments non récurrents	(1)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**944**	**328**
Charges financières	(85)	(78)
Produits financiers	43	20
RÉSULTAT FINANCIER	**(43)**	**(58)**
Impôt sur les bénéfices	(611)	(428)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**290**	**(158)**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*196*	*(111)*
Résultat net des activités non poursuivies attribuables à des participations ne donnant pas le contrôle	*93*	*(47)*

Le chiffre d'affaires réalisé par EPI auprès de sociétés du Groupe ENGIE s'établit à 153 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 109 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, ENGIE a arrêté de comptabiliser l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles d'EPI à compter du 11 mai 2017. Au 31 décembre 2017, l'économie ainsi générée en matière de dotations aux amortissements s'élève à 297 millions d'euros avant impôt.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 pour 137 millions d'euros sont essentiellement liées à la décision du Groupe de ne pas poursuivre l'exploitation d'une licence d'exploration d'un champ gazier en Mer Caspienne. La licence, ainsi que les coûts capitalisés relatifs à ce projet, ont par conséquent été intégralement dépréciés. Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2016 pour 157 millions d'euros portaient principalement sur des actifs de production et des licences d'exploration en mer du Nord, en Indonésie et en Égypte.

Le résultat financier au 31 décembre 2017 comprend 35 millions de charges d'intérêts au titre de la dette nette contractée par EPI vis-à-vis du groupe ENGIE (contre 32 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Par ailleurs, le résultat net des activités non poursuivies inclut à hauteur de 20 millions d'euros les coûts spécifiquement encourus dans le cadre de la transaction avec Neptune Energy.

RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2016	31 déc. 2016 Quote-part du Groupe	31 déc. 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**309**	**216**	**93**	**(158)**	**(111)**	**(47)**
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	115	81	35	(612)	(428)	(183)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(42)	(29)	(12)	263	184	79
Écarts de conversion	(250)	(175)	(75)	73	51	22
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(177)**	**(124)**	**(53)**	**(276)**	**(193)**	**(83)**
Pertes et gains actuariels	(2)	(2)	(1)	8	5	2
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	9	7	3	(5)	(3)	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	**7**	**5**	**2**	**3**	**2**	**1**
RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	140	98	42	(432)	(302)	(129)

Le solde des gains et pertes reconnus en capitaux propres au 31 décembre 2017 s'élève à -60 millions d'euros (dont-43 millions d'euros en quote-part du Groupe), et inclut :

- des éléments non recyclables en compte de résultat, essentiellement les gains et pertes actuariels sur les engagements de retraites pour un montant net d'impôts de -73 millions d'euros (dont -51 millions d'euros en quote-part du Groupe) ;
- des éléments recyclables en compte de résultat, principalement les écarts de conversion pour 13 millions d'euros (dont 9 millions d'euros en quote-part du Groupe).

ACTIFS ET PASSIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES

En millions d'euros	31 déc. 2017
Actifs non courants	
Goodwills	32
Immobilisations incorporelles nettes	194
Immobilisations corporelles nettes	4 146
Titres disponibles à la vente	20
Prêts et créances au coût amorti	3
Participations dans les entreprises mises en équivalence	13
Autres actifs	11
Impôts différés actif	237
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	**4 655**
Actifs courants	
Instruments financiers dérivés	1
Clients et autres débiteurs	270
Stocks	60
Autres actifs	468
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16
TOTAL ACTIFS COURANTS	**815**
TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**5 471**

En millions d'euros	31 déc. 2017
Passifs non courants	
Provisions	1 252
Dettes financières	5
Autres passifs	31
Impôts différés passif	836
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	**2 123**
Passifs courants	
Provisions	14
Dettes financières	3
Instruments financiers dérivés	3
Fournisseurs et autres créanciers	215
Autres passifs	346
TOTAL PASSIFS COURANTS	**581**
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**2 705**

Par ailleurs, la dette nette d'EPI contractée vis-à-vis du Groupe (exclue des éléments ci-dessus) s'élève à 1 612 millions d'euros au 31 décembre 2017.

FLUX DE TRÉSORERIE DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
RÉSULTAT NET	**294**	**(158)**
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**1 229**	**1 146**
Variation du besoin en fonds de roulement	**(95)**	**(473)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**647**	**111**
Investissements corporels et incorporels	(596)	(940)
Autres	83	41
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(512)**	**(899)**
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	19	188
Opérations avec ENGIE sur les emprunts	(207)	605
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(188)**	**793**
Effet des variations de change et divers	(11)	(12)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**(64)**	**(7)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**81**	**87**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**16**	**81**

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

Le 23 novembre 2017, le Groupe a signé un accord engageant sous conditions avec la maison-mère d'Alinta Energy, Chow Tai Fook Enterprises, en vue de lui céder ses parts dans la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B, en Australie. Cette centrale, d'une capacité de 1 000 MW, se situe dans la vallée de Latrobe, dans l'État de Victoria. Cette cession porte sur l'intégralité des parts détenues indirectement par ENGIE (70%) et Mitsui (30%) dans cette filiale du Groupe.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et a donc procédé au classement de cette centrale en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure de 141 millions d'euros au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur à hauteur de ce montant, intégralement imputée sur le *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 294 millions d'euros au 31 décembre 2017. La contribution de Loy Yang B au résultat net part du Groupe s'est élevée à 36 millions d'euros en 2017 et à -11 millions d'euros en 2016.

Cette cession est devenue effective le 15 janvier 2018 (*cf. Note 27 «Évènements postérieurs à la clôture»*).

4.2 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2017

Dans le cadre de son plan de transformation, le Groupe a présenté, le 25 février 2016, un programme de cession d'actifs de 15 milliards d'euros visant à réduire son exposition aux activités fortement émettrices de CO_2 et aux activités dites *merchant* sur la période 2016-2018.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2017, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO [1], sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net
Opérations finalisées sur l'exercice 2017 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016	**3 377**	**(3 338)**
Cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* – États-Unis	3 085	(3 098)
Cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec – Pologne	292	(240)
Opérations de l'exercice 2017	**558**	**(1 369)**
Cession de la participation de 30% dans Opus Energy – Royaume-Uni	122	(122)
Cession de la participation de 10% dans Petronet LNG – Inde	436	(428)
Transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz – France	202	(195)
Cession de la participation de 38,1% dans NuGen – Royaume-Uni	122	(122)
Cession de la participation de 75% dans un portefeuille de centrales de production d'électricité – Royaume-Uni	82	(218)
Classement des activités de la centrale de Loy Yang B en «Actifs destinés à être cédés» – Australie		(294)
Classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies»		10
Autres opérations de cession individuellement non significatives		**(84)**
TOTAL		**(4 791)**

À cet effet de réduction de l'endettement net de 4 791 millions d'euros au 31 décembre 2017 s'ajoutent les effets de réduction d'endettement net de 3 992 et de 193 millions d'euros constatés respectivement au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 8 976 millions d'euros.

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

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

Au 31 décembre 2017, cette opération se traduit par la constatation d'un résultat de cession de 540 millions d'euros, dont 513 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net), ainsi que par une réduction de l'endettement net du Groupe de 3 098 millions d'euros.

Cette transaction met un point final au processus de cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis.

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

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

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

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

Au 31 décembre 2017, cette opération se traduit par la constatation d'un résultat de cession de 57 millions d'euros, dont 59 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net), ainsi que par une réduction de l'endettement net du Groupe de 240 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, le Groupe avait considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et avait donc procédé au classement de cette

(1) Develop, Build, Share and Operate.

centrale en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Une perte de valeur de 375 millions d'euros avait alors été comptabilisée sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés (*cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016*).

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

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

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

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

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

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

4.2.5 Transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz (France)

Le 27 septembre 2017, ENGIE SA, la Société d'Infrastructures Gazières («SIG», détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations) et GRTgaz ont finalisé l'opération d'acquisition de 100% d'Elengy (filiale du Groupe opérant en France des terminaux de gaz naturel liquéfié) par GRTgaz (gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 74,7% par le Groupe et à 24,9% par SIG, le solde étant détenu par le FPCE Alto).

Conformément aux termes de l'accord signé entre les parties le 18 juillet 2017, l'opération a été structurée autour de trois étapes, mises en œuvre de manière simultanée :

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

Cette transaction entre actionnaires, qui préserve la structure de l'actionnariat de GRTgaz, est devenue effective à l'issue de l'Assemblée Générale Extraordinaire de GRTgaz, qui a approuvé l'ensemble des dispositions juridiques afférentes. Le Groupe conserve le contrôle exclusif d'Elengy.

S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable cédée, soit 69 millions d'euros a été comptabilisée en capitaux propres part du Groupe. Cette transaction se traduit également par une diminution de la dette nette du Groupe de 195 millions d'euros, après prise en compte des coûts de transaction.

4.2.6 Finalisation de la sortie des activités nucléaires au Royaume-Uni

Le 25 juillet 2017, le Groupe a finalisé le transfert à Toshiba de l'intégralité de sa participation résiduelle de 38,10% dans NuGen, société britannique consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe qui prévoit de construire trois réacteurs à Moorside, dans le comté de Cumbria, au nord-ouest de l'Angleterre.

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

La finalisation de la transaction s'est traduite par l'encaissement d'un produit de cession de 109 millions de livres sterling (soit 122 millions d'euros) représentant un résultat de cession de 93 millions d'euros.

4.2.7 Cession d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni

Le 31 octobre 2017, le Groupe a finalisé la cession à Energy Capital Partners (ECP), société de capitaux privés spécialisée dans l'investissement dans les infrastructures énergétiques, d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni, représentant 1 841 MW de capacités installées (à 100%). Ce portefeuille, consolidé par intégration globale dans les états financiers du Groupe, était détenu par le Groupe à hauteur de 75%, Mitsui détenant le solde. Le portefeuille cédé comprend :

- la centrale à cycle combiné gaz de Saltend, d'une capacité de 1 197 MW, située dans le Yorkshire de l'Est ;
- la centrale électrique à gaz de Deeside, d'une capacité de 515 MW, située dans le nord du Pays de Galles ;
- la centrale thermique alimentée au fioul d'Indian Queens, d'une capacité de 129 MW, située dans les Cornouailles.

La transaction a été réalisée sur la base d'une valeur d'entreprise totale de 205 millions de livres sterling (soit 232 millions d'euros). Le Groupe a reçu un paiement de 205 millions de livres sterling (soit 232 millions d'euros) correspondant pour 72 millions de livres sterling (82 millions d'euros) au prix de cession de 100% des parts dans ce portefeuille de centrales – montant sur lequel une quote-part de 25% a été reversée à Mitsui sous forme de dividendes – et pour 133 millions de livres sterling (156 millions d'euros) au remboursement des prêts actionnaires accordé à ce portefeuille d'actifs de production d'électricité.

Outre la reprise de perte de valeur de 93 millions d'euros préalablement actée par le Groupe sur ce portefeuille de centrales (*cf. Note 8.2 «Pertes de valeur nettes»*), cette opération se traduit au 31 décembre 2017 par la constatation d'un résultat de cession de 61 millions d'euros, dont 47 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net).

4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2017

4.3.1 Acquisition de Keepmoat Regeneration (Royaume-Uni)

Le 28 avril 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition de 100% de la société Keepmoat Regeneration, leader sur le marché britannique des services de rénovation pour les collectivités locales. Keepmoat Regeneration est

spécialisée dans la conception, la rénovation et l'amélioration des bâtiments. Cette transaction a été réalisée sur la base d'un prix de 331 millions de livres sterling (soit 392 millions d'euros).

Au 31 décembre 2017, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire. Le *goodwill* provisoire s'élève à 453 millions d'euros.

4.3.2 Acquisition d'Icomera (Suède)

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

Au 31 décembre 2017, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire. Le *goodwill* provisoire s'élève à 113 millions d'euros.

4.3.3 Acquisition des participations résiduelles de La Compagnie du Vent (France)

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

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

4.3.4 Acquisition d'une participation de 40% dans Tabreed (Émirats arabes unis)

Le 16 août 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition d'une participation de 40% dans National Central Cooling Company PJSC («Tabreed»), société cotée sur la bourse de Dubaï, spécialisée dans les solutions innovantes de climatisation dans le cadre de projets majeurs d'infrastructures aux Émirats arabes unis et dans les pays membres du Conseil de coopération du Golfe (CCG). Cette participation a été acquise pour un prix de 2,8 milliards de dirhams (soit 657 millions d'euros) auprès de Mubadala Investment Company («Mubadala»), société d'investissements stratégiques basée à Abu Dhabi, cette dernière conservant toutefois une participation de 42% dans Tabreed.

La participation de 40% dans Tabreed est consolidée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés du Groupe. La valeur comptable de cette coentreprise s'élève à 656 millions d'euros au 31 décembre 2017.

4.4 Autres opérations de l'exercice 2017

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers consolidés du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2017, notamment aux Pays-Bas avec l'acquisition d'EV-Box, spécialisée dans la fourniture de solutions de recharge pour véhicules électriques, et aux États-Unis avec l'acquisition de six sociétés du groupe Talen Energy spécialisées dans les services BtoB.

4.5 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2016

Les cessions réalisées au cours de l'exercice 2016 se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 3 992 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2015.

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net au 31 déc. 2016
Opérations finalisées sur 2016 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015	**868**	**(861)**
Cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* – États-Unis		
• Cession des actifs de production hydroélectriques *merchant*	868	(861)
Opérations de l'exercice 2016	**1 786**	**(2 531)**
Cession des centrales à charbon de Paiton – Indonésie	1 167	(1 359)
Cession des centrales à charbon de Meenakshi – Inde	(242)	(142)
Cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) – Chili	195	(267)
Cession d'un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à Futures Énergies Investissements Holding (FEIH) – France	102	(199)
Cession de participations comptabilisées en «Titres disponibles à la vente»		
• Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution	410	(410)
• Participation dans Transportadora de Gas del Perú (TgP)	154	(154)
Autres opérations de cession		**(601)**
TOTAL		**(3 992)**

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

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

5.1 EBITDA

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

En millions d'euros	31 déc. 2017 (1)	31 déc. 2016 (2)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 273**	**5 636**
Dotations nettes aux amortissements et autres	3 980	3 815
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	38	59
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	26	(19)
EBITDA	**9 316**	**9 491**

(1) À compter du 1er janvier 2017 la charge relative à la contribution nucléaire en Belgique est classée au sein de l'EBITDA et s'élève à 142 millions d'euros.
(2) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

5.2 Résultat net récurrent part du Groupe

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

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «*MtM* sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39 – *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- le recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués comptabilisés en 2017 ;
- l'impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes en 2017 (*cf. Note 10.1.2*) ;
- le produit d'impôt différé de 904 millions d'euros comptabilisé en 2016 au titre de la baisse du taux d'impôt applicable à toutes les entités fiscales françaises à compter du 1er janvier 2020, prévue par la Loi de Finances 2017 (*cf. Note* 10.1.2) ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**1 423**	**(415)**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		196	(111)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**1 226**	**(304)**
Résultat net des activités poursuivies attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		722	626
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**1 948**	**322**
Rubriques du passage entre le «résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		**2 454**	**3 512**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8	*307*	*(1 279)*
Pertes de valeur	8	*1 317*	*4 035*
Restructurations	8	*671*	*450*
Effets de périmètre	8	*(752)*	*(544)*
Autres éléments non récurrents	8	*911*	*850*
Autres éléments retraités		**(1 268)**	**(754)**
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	9.3	*2*	*5*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	9.2	*98*	
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	9.3	*186*	*103*
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		*(408)*	
Impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes		*(479)*	*(904)*
Autres effets impôts retraités		*(693)*	*61*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*26*	*(19)*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 134**	**3 080**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		762	650
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 372**	**2 430**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		291	47
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**2 662**	**2 477**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

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

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**196**	**(111)**
Résultat net des activités non poursuivies attribuables aux participations ne donnant pas le contrôle		93	(47)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**290**	**(158)**
Rubriques du passage entre le «résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		**147**	**208**
Autres éléments retraités		(21)	19
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**416**	**68**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		125	21
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**291**	**47**

5.3 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. 2017	31 déc. 2016
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 528	64 378
(+) *Goodwills*	17 285	17 372
(-) Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power [1]	*(7 715)*	*(8 448)*
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 496	1 008
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 409	6 624
(–) Goodwill International Power [1]	*(144)*	*(173)*
(+) Clients et autres débiteurs	20 311	20 835
(–) Appels de marge [1, 2]	*(1 110)*	*(1 691)*
(+) Stocks	4 155	3 656
(+) Autres actifs courants et non courants	9 059	11 123
(+) Impôts différés	(4 417)	(5 525)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1]	*(236)*	*(477)*
(–) Provisions	(21 768)	(22 208)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*2 438*	*2 566*
(–) Fournisseurs et autres créanciers	(16 432)	(17 075)
(+) Appels de marge [1, 2]	*473*	*771*
(–) Autres passifs	(15 803)	(17 106)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**52 528**	**55 629**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Clients et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

5.4 Cash flow des opérations (CFFO)

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 [1]
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 305	9 117
Impôt décaissé	(894)	(896)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 251	1 842
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	83	12
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	170	142
Intérêts financiers versés	(745)	(817)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	100	137
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(181)	(257)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat et autres	*222*	*297*
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**8 311**	**9 578**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

5.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Investissements corporels et incorporels	5 779	5 290
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	690	411
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*32*	*80*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 446	208
Acquisitions de titres disponibles à la vente	258	391
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	838	(30)
(+) Autres	*3*	
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	(1)	26
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	*222*	
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**9 267**	**6 375**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

5.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 15.3 «Endettement financier net».

5.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**15**	**22 548**	**24 807**
Dette interne E&P	15	1 612	1 727
DETTE NETTE (HORS DETTE INTERNE E&P)		**20 936**	**23 080**
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples	21	3 463	3 644
(-) E&P			*(103)*
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	18	5 914	5 630
Provisions pour démantèlement des installations	18	5 728	5 671
Provisions pour reconstitution de sites	18	313	1 487
(-) E&P			*(1 128)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	19	1 763	2 067
(-) E&P			*(166)*
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(41)*	*(26)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	19	(159)	(130)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	19	4 277	4 286
(-) E&P			*(50)*
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(2 421)*	*(2 354)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	10	(1 319)	(1 451)
(-) E&P			*9*
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*578*	*635*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	15 & 25	(2 673)	(2 676)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**36 362**	**38 426**

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

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

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 & GNL, et Autres.

L'E&P est dorénavant présenté en activités non poursuivies.

6.1.1 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, les métiers de la chaîne du gaz ainsi que les services à l'énergie.
- **Afrique/Asie** : regroupe les activités (i) de la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos), (ii) de la BU Chine, (iii) de la BU Afrique (Maroc, Afrique du Sud) et (iv) de la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- **Benelux** : comprend les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : (i) production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, (ii) commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) activités de services à l'énergie.
- **France** : regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hors Solairedirect) et (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux chaud et froid).
- **Europe hors France et Benelux** : regroupe les activités de (i) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques...) et (ii) de la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques 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 & GNL** : comprend les activités des BUs Global Energy Management (GEM) et Global LNG. La BU GEM a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BUs qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières), notamment sur le marché européen. Elle est également en charge des ventes d'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie. La BU Global LNG gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme, des participations dans des infrastructures GNL et exploite une flotte de méthaniers.
- **Autres** : englobe les activités de (i) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), de (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié) ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de Solairedirect, d'Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

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

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures Europe» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «GEM & GNL», «France» et «Autres» (E&C) : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base de tarifs régulés applicables à tous les utilisateurs. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs selon un régime dit d'accès négocié ;
- relations entre le secteur reportable «GEM & GNL» et les secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : le secteur reportable «GEM & GNL» gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «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.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les indicateurs clés par secteur reportable (à l'exception des capitaux engagés industriels en 2016) présentés ci-après, ne tiennent plus compte de la contribution des activités d'exploration-production (E&P), suite au classement de ces dernières en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017, en application d'IFRS 5 (*cf. Note 4.1.1 «Cession des activités d'exploration-production»*).

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Hors Groupe**	**Groupe**	**Total**	**Hors Groupe**	**Groupe**	**Total**
Amérique du Nord	2 934	33	2 967	3 814	39	3 853
Amérique latine	4 511		4 511	4 075	1	4 076
Afrique/Asie	3 984		3 984	3 804	4	3 808
Benelux	8 865	976	9 842	9 044	1 230	10 274
France	16 659	105	16 764	20 332	383	20 714
Europe hors France & Benelux	8 848	160	9 008	8 118	112	8 230
Infrastructures Europe	3 488	3 224	6 712	3 267	3 495	6 762
GEM & GNL (1)	9 391	7 009	16 400	8 981	6 979	15 959
E&P	6 347	1 979	8 327	3 405	1 308	4 712
Autres		(13 487)	(13 487)		(13 550)	(13 550)
Élimination des transactions internes						
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**65 029**		**65 029**	**64 840**		**64 840**

(1) À compter du 1er octobre 2017, le chiffre d'affaires de la BU GEM comprend la marge de trading relative aux pertes et gains réalisés et latents enregistrés sur la plupart des contrats d'approvisionnement long terme de gaz du Groupe ainsi que d'un contrat d'échange d'électricité conformément à leur nouveau mode de gestion ayant induit une modification de leur traitement comptable (passage en comptabilité de trading) (cf. Note 8.5 «Autres éléments non récurrents»).

EBITDA

En millions d'euros	**31 déc. 2017** (1)	**31 déc. 2016**
Amérique du Nord	169	475
Amérique latine	1 711	1 696
Afrique/Asie	1 323	1 162
Benelux	551	755
France	1 475	1 315
Europe hors France & Benelux	655	612
Infrastructures Europe	3 384	3 459
GEM & GNL	(82)	3
E&P	128	15
Autres		
TOTAL EBITDA	**9 316**	**9 491**

(1) À compter du 1er janvier 2017 la charge relative à la contribution nucléaire en Belgique est classée au sein de l'EBITDA et s'élève à 142 millions d'euros.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	(53)	(48)
Amérique latine	(432)	(410)
Afrique/Asie	(244)	(235)
Benelux	(558)	(381)
France	(606)	(612)
Europe hors France & Benelux	(201)	(203)
Infrastructures Europe	(1 444)	(1 390)
GEM & GNL	(52)	(74)
E&P		
Autres	(391)	(462)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(3 980)**	**(3 815)**

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	80	63
Amérique latine	(18)	197
Afrique/Asie	202	312
Benelux	5	2
France	8	(22)
Europe hors France & Benelux	36	60
Infrastructures Europe	9	11
GEM & GNL	2	1
E&P		
Autres	115	127
Dont quote-part de résultat de SUEZ	*100*	*139*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**437**	**752**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 269 millions d'euros et 168 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 671 millions d'euros et 81 millions d'euros au 31 décembre 2016).

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	120	430
Amérique latine	1 278	1 284
Afrique/Asie	1 067	923
Benelux	(9)	371
France	882	695
Europe hors France & Benelux	439	410
Infrastructures Europe	1 940	2 068
GEM & GNL	(137)	(74)
E&P		
Autres	(308)	(472)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 273**	**5 636**

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	1 674	1 520
Amérique latine	9 147	8 793
Afrique/Asie	4 908	5 520
Benelux	(3 015)	(2 552)
France	5 827	5 304
Europe hors France & Benelux	5 028	4 720
Infrastructures Europe	19 934	19 693
GEM & GNL	945	1 330
E&P		2 855
Autres	8 080	8 445
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	*2 126*	*1 977*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**52 528**	**55 629**

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	316	519
Amérique latine	2 241	1 037
Afrique/Asie	879	212
Benelux	688	680
France	1 067	1 083
Europe hors France & Benelux	625	169
Infrastructures Europe	1 718	1 552
GEM & GNL	491	127
E&P		
Autres	1 242	997
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**9 267**	**6 375**

6.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

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

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**
France	25 722	24 898	31 025	29 721
Belgique	8 475	9 359	(2 224)	(1 326)
Autres Union européenne	15 584	14 940	7 272	8 827
Autres pays d'Europe	1 178	1 272	293	686
Amérique du Nord	3 873	4 691	2 149	1 906
Asie, Moyen-Orient et Océanie	5 524	5 531	4 998	6 347
Amérique du Sud	4 272	3 857	8 941	8 598
Afrique	401	291	75	870
TOTAL	**65 029**	**64 840**	**52 528**	**55 629**

NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant

7.1 Chiffre d'affaires

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Ventes d'énergies	43 188	44 033
Prestations de services	21 424	20 306
Produits de location et contrats de construction	417	501
CHIFFRE D'AFFAIRES	**65 029**	**64 840**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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 3 034 millions d'euros au 31 décembre 2017.

La ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 329 millions d'euros (contre 412 millions d'euros en 2016) (cf. *Note* 21.2 «*Information sur les contrats de location simple – ENGIE bailleur*»).

7.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Avantages à court terme	(9 517)	(9 464)
Paiements fondés sur des actions *(cf. Note 22)*	(45)	(59)
Charges liées aux plans à prestations définies *(cf. Note 19.3.4)*	(378)	(337)
Charges liées aux plans à cotisations définies *(cf. Note 19.4)*	(142)	(137)
CHARGES DE PERSONNEL	**(10 082)**	**(9 996)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

7.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Dotations aux amortissements *(cf. Notes 13 et 14)*	(3 980)	(3 816)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(48)	(60)
Variation nette des provisions *(cf. Note 18)*	292	(348)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	**(3 736)**	**(4 223)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2017, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 779 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 390 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 273**	**5 636**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(307)	1 279
Pertes de valeur	(1 317)	(4 035)
Restructurations	(671)	(450)
Effets de périmètre	752	544
Autres éléments non récurrents	(911)	(850)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 819**	**2 124**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

8.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 307 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre un produit net de 1 279 millions d'euros au 31 décembre 2016 et résulte essentiellement de l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Cette charge résulte (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes combiné à (ii) un effet négatif net lié au débouclement d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position positive nette au 31 décembre 2016.

8.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Pertes de valeur :		
Goodwills	(481)	(1 690)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(953)	(2 296)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(31)	(98)
Actifs financiers	(25)	(49)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	**(1 489)**	**(4 132)**
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	165	95
Actifs financiers	8	2
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	**173**	**97**
TOTAL	**(1 317)**	**(4 035)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 s'élèvent à 1 317 millions d'euros et se répartissent principalement entre les UGT Storengy (494 millions d'euros) et Génération Europe (317 millions d'euros). Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2017 s'établit à 1 146 millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, les pertes de valeur comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et incorporelles, ainsi que sur les participations dans les entreprises mises en équivalence, se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur *goodwills*	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeurs sur les participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT *goodwill* Storengy		**(338)**	**(156)**	-	**(494)**		
Sites de stockage de gaz	Allemagne		(156)		(156)	Valeur d'utilité – DCF	4,5% – 8,7%
UGT *goodwill* Génération Europe		-	**(421)**	-	**(421)**		
Centrales thermiques							
	Allemagne		*(184)*		*(184)*	*Valeur d'utilité – DCF*	*8,4%*
	Pays-Bas		*(227)*		*(227)*	*Valeur d'utilité – DCF*	*7,1 – 8,4%*
	Autres		*(10)*		*(10)*		
UGT *goodwill* Australie		**(141)**	-	-	**(141)**		
Actif de production électrique		(141)			(141)	Juste valeur diminuée des coûts de cession	
UGT *goodwill* Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie		-	**(125)**	-	**(125)**		
Actif de production électrique			(125)		(125)	Valeur d'utilité – DCF	11,0%
UGT *goodwill* B2C		-	**(43)**	-	**(43)**		
Marque GDF Gaz de France			(43)		(43)	Valeur d'utilité – DCF	
UGT *goodwill* Amérique du Nord		-	**(43)**	**(9)**	**(52)**		
Actif incorporel relatif à la relation clientèle	États-Unis		(29)		(29)	Valeur d'utilité – DCF	
Autres			(14)	(9)	(23)		
UGT *goodwill* Amérique Latine		-	**(41)**	-	**(41)**		
Actif de production hydroélectrique	Chili		(37)		(37)	Valeur d'utilité – DCF	8,0%
Autres			(4)		(4)		
Autres pertes de valeur		**(2)**	**(124)**	**(22)**	**(147)**		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017		(481)	(953)	(31)	(1 464)		

8.2.1 Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de pertes de valeur

La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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 2021-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2017 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 CO_2 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 CO_2 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 CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

8.2.2 Pertes de valeur sur *goodwill* de l'UGT Storengy

Le *goodwill* affecté à cette UGT est de 543 millions d'euros préalablement au résultat du test de pertes de valeur 2017. L'UGT Stockage regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

Les activités de stockage en Europe ont été affectées d'une part par le changement du cadre régulatoire en France, et d'autre part par la révision à la baisse des prévisions sur les spreads à long terme en Allemagne.

En France, la loi sur la fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, publiée au journal officiel le 31 décembre 2017, prévoit dans l'article 12 la mise en place de la régulation des activités de stockage de gaz naturel en France.

À l'issue des consultations initiées par les pouvoirs publics avec les différents acteurs (opérateurs de stockage, fournisseurs de gaz naturel en France) la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a, par sa délibération du 22 février 2018, fixé les paramètres de la régulation mise en place pour une durée de 2 ans :

- le montant de la Base d'Actifs Régulés (BAR), correspondant à la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de stockage ;
- le taux de rémunération garanti par le régulateur ;
- le niveau de revenu pour l'année 2018.

Le périmètre de la régulation comprend l'ensemble des sites de stockage, mais celui-ci pourrait être revu ultérieurement lors de la mise à jour de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

La valeur d'utilité des activités de stockage en France a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie sur la période 2018-2023. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2023.

En Allemagne et au Royaume-Uni, la valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2018 et plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 3 ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

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

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie s'élèvent à 7,8% pour le Royaume-Uni et entre 4,5% et 8,7% pour les stockages allemands.

Résultat du test de pertes de valeur

Compte tenu des paramètres de la régulation des activités de stockage en France, de la révision à la baisse des *spreads* long terme en Allemagne, la valeur recouvrable de l'UGT Storengy est inférieure de 451 millions d'euros à la valeur comptable de l'UGT au 31 décembre 2017. Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 494 millions d'euros, imputée pour 338 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT et 156 millions d'euros sur les immobilisations corporelles en Allemagne.

8.2.3 Pertes de valeur sur le *goodwill* de l'UGT Australie

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 170 millions d'euros au 31 décembre 2017. L'UGT Australie regroupe les activités de production d'électricité, de commercialisation de gaz et d'électricité et de services à l'énergie en Océanie (Australie et Nouvelle-Zélande).

Au 31 décembre 2017, le Groupe a classé la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B en Australie en tant qu'«Actifs destinés à être *cédés*» (*cf. Note 4.1.3*). La valeur comptable de ces actifs cédés étant supérieure à la valeur de cession attendue, une perte de valeur de 141 millions d'euros a été comptabilisée au 31 décembre 2017 et a été imputée en totalité sur le *goodwill* alloué à ces actifs destinés à être cédés.

8.2.4 Pertes de valeur sur les immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 s'élèvent à 788 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- Actifs de l'UGT Génération Europe

Le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur nettes sur des centrales thermiques en Europe pour 317 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les centrales charbon de production électrique en Europe sont soumises à un contexte défavorable en Europe, avec notamment le durcissement attendu de l'environnement régulatoire, qui se traduit par une baisse des marges captées sur le long terme, affectant la rentabilité de ces actifs. Compte tenu de la dégradation des projections de flux de trésorerie, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur des

centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas pour respectivement 184 millions d'euros et 146 millions d'euros.

Le Groupe a également comptabilisé (i) une dépréciation d'une unité d'une centrale à gaz aux Pays-Bas de 74 millions d'euros induite par la décision de sa fermeture définitive en 2019 et (ii) une reprise de pertes de valeur de 103 millions d'euros concernant principalement trois actifs thermiques au Royaume-Uni préalablement à leur cession au second semestre 2017 (*cf. Note 4.2.7*).

- Autres pertes de valeur

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

- une centrale à gaz en Turquie pour un montant de 125 millions d'euros, liée à la révision à la baisse des prévisions des marges captées sur l'horizon long terme ;
- la valeur résiduelle de l'incorporel relatif à la marque Corporate GDF Gaz de France pour un montant de 43 millions d'euros, suite à la décision du Groupe d'abandonner l'utilisation de la marque «Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ» à compter du 1er janvier 2018. La marque a fait l'objet d'une dépréciation de 455 millions d'euros en 2015, et la valeur résiduelle de 71 millions d'euros était amortissable sur une durée de 5 ans, correspondant à la durée pendant laquelle le Groupe considérait que les attributs et les avantages associés à la marque historique continueraient à profiter à l'ensemble des activités de commercialisation B2C ;
- un actif de production hydroélectrique au Chili pour 37 millions d'euros.

8.2.5 Pertes de valeur comptabilisées en 2016

En 2016, face à la persistance de conditions économiques dégradées sur l'horizon à moyen et long terme, le Groupe avait revu à la baisse son scénario de référence concernant la trajectoire à moyen et long terme des prix de l'électricité en Europe ainsi que les niveaux de marges captées par les centrales thermiques. Cette révision s'expliquait essentiellement par la revue à la hausse de la part des capacités de production d'origine renouvelable dans le mix électrique européen, ainsi que par la révision à la baisse des prévisions du prix des combustibles.

Ainsi, au 31 décembre 2016, des pertes de valeur de 4 084 millions d'euros ont été comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles et se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur goodwills	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total [1]	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT *goodwill* Benelux		**(1 362)**	**(68)**	**-**	**(1 430)**		
Plateforme de forage	Pays-Bas		(46)			Juste valeur	
Autres			(22)				
UGT *goodwill* Génération Europe		**(139)**	**(520)**	**-**	**(659)**		
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	Pologne	(139)	(237)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Centrales thermiques	Pays-Bas, Allemagne, France, Italie, Royaume-Uni		(283)			Valeur d'utilité – DCF	6,5% – 7,5%
UGT *goodwill* France Renouvelables		**-**	**(419)**	**-**	**(419)**		
Actif de production hydroélectrique			(414)			Valeur d'utilité – DCF	7,8%
Autres			(5)				
UGT *goodwill* Europe du Nord, du Sud et de l'Est		**-**	**(148)**	**(91)**	**(239)**		
Actifs de production électrique	Pologne		(119)			Valeur d'utilité – DCF	9,5%
Participations dans des groupes intervenant dans la chaîne gazière	Allemagne			(91)			
Autres			(29)				
UGT *goodwill* Amérique du Nord		**-**	**(357)**	**-**	**(357)**		
Portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant*	États-Unis		(238)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Terminal méthanier	États-Unis		(53)			Valeur d'utilité – DCF	6,7%
Actifs de production électrique	États-Unis/ Canada		(66)			Valeur d'utilité – DCF	3,9% – 7,5%
UGT *goodwill* Amérique Latine		**-**	**(109)**	**-**	**(109)**		
Actif de production hydroélectrique	Chili		(72)			Valeur d'utilité – DCF	8,0%
Autres			(37)				
UGT *goodwill* GTT		**(161)**	**-**	**-**	**(161)**		
Goodwill	France	(161)				Juste valeur	
UGT *goodwill* Global LNG		**(24)**	**(153)**	**-**	**(177)**		
Navires méthaniers			(141)			Juste valeur	
Autres			(12)				
UGT Global Energy Management (GEM)		**-**	**(350)**	**-**	**(350)**		
Contrat de droit de tirage sur des actifs électriques	Italie		(225)			Valeur d'utilité – DCF	7,5%
Portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme			(83)			Valeur d'utilité – DCF	5,7% – 9,6%
Autres			(42)				
Autres pertes de valeur		**(4)**	**(172)**	**(7)**	**(183)**		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016		**(1 690)**	**(2 296)**	**(98)**	**(4 084)**		

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 4 035 millions d'euros. Compte tenu des effets d'impôt différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas de contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2016 s'est élevé à 3 699 millions d'euros.

8.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 671 millions d'euros au 31 décembre 2017, comprennent essentiellement :

- des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs mis en œuvre dans le cadre du programme de transformation du Groupe et de mesures d'adaptation au contexte économique pour un montant de 509 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 108 millions d'euros ;
- divers autres coûts de restructuration pour 53 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, les charges de restructurations, d'un montant total de 450 millions d'euros, comprenaient 223 millions liés à l'arrêt d'exploitation et à la fermeture de certains sites, 132 millions d'euros liés à la réduction d'effectifs et divers autres coûts de restructurations pour 90 millions d'euros.

8.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2017, les effets de périmètre s'élèvent à +752 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 540 millions d'euros relatif à la cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, dont 513 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (*cf. Note 4.2.1*) ;
- un résultat de 93 millions d'euros relatif à la cession de l'intégralité de la participation résiduelle de 38,10% dans NuGen dont 5 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (*cf. Note 4.2.6*) ;
- un résultat de 57 millions d'euros relatif à la cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne, dont 59 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (*cf. Note 4.2.2*) ;
- un résultat de 61 millions d'euros relatif à la cession des centrales thermiques au Royaume-Uni (Saltend, Deeside, Indian Queens) dont 47 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (*cf. Note 4.2.7*).

Au 31 décembre 2016, les effets de périmètre s'élevaient à 544 millions d'euros et comprenaient essentiellement le résultat de 225 millions d'euros relatif à la cession de Paiton en Indonésie, 211 millions d'euros relatifs à la cession de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili et 84 millions d'euros relatifs à la cession de Meenakshi en Inde.

8.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2017, ce poste comprend notamment :

- les effets du nouveau mode de gestion mis en place par la BU GEM sur des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage ainsi que sur un contrat d'échange d'électricité, induisant un changement de traitement comptable :

  Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017 une nouvelle organisation des activités de la BU GEM a été mise en place visant à faire évoluer les modalités de gestion de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage ainsi que sur un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion en portefeuille.

  Ce nouveau cadre de gestion conduit, par conséquent, le Groupe à étendre la comptabilité de juste valeur aux activités de gestion de la plupart des contrats d'approvisionnement long terme, à la date de mise en œuvre de ces nouvelles modalités de gestion. Ainsi, à compter du 1er octobre, les résultats du Groupe incluent les pertes et gains réalisés et latents relatifs à ces contrats qui sont désormais évalués à la juste valeur par résultat et inclus dans la marge nette présentée en chiffre d'affaires. L'évolution du cadre de gestion a également conduit le Groupe à requalifier un contrat d'échange d'électricité en contrat dérivé, désormais comptabilisé à la juste valeur par résultat. L'impact comptable initial non-récurrent de mise en juste valeur de ces contrats s'élève à -472 millions d'euros.

  Cette modification du mode de gestion emporte également des conséquences sur la qualification d'une série de contrats de réservation de capacités (stockage et transport) conclus par la BU GEM. Ces contrats, désormais gérés individuellement, ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe. Les coûts inévitables pour satisfaire aux obligations de ces contrats étant supérieurs aux avantages économiques à recevoir attendus, une provision pour contrats déficitaires a été comptabilisée, générant un impact comptable initial non-récurrent de -771 millions d'euros ;
- la plus-value de 349 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Petronet LNG, dont 357 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global» (*cf. Note 4.2.4*).

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

NOTE 9 Résultat financier

	31 déc. 2017			31 déc. 2016 (1)		
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**Total**	**Charges**	**Produits**	**Total**
Coût de la dette nette	(822)	128	(694)	(936)	162	(774)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(181)	83	(98)	(66)	66	
Autres produits et charges financiers	(1 119)	616	(503)	(1 208)	661	(547)
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 122)**	**827**	**(1 296)**	**(2 210)**	**889**	**(1 321)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

9.1 Coût de la dette nette

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

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016 (1)**
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(925)	-	(925)	(1 034)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	21	21	15
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)		(2)	(5)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	107	107	147
Coûts d'emprunts capitalisés	104	-	104	102
COÛT DE LA DETTE NETTE	**(822)**	**128**	**(694)**	**(774)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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 2016 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe *(cf. Note 15.3.3 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).*

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

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

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016 (1)**
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	**(83)**	**83**	**-**	**-**
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	*(83)*	-	*(83)*	*(66)*
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	*83*	*83*	*66*
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	**(98)**	**-**	**(98)**	**-**
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	*(98)*	-	*(98)*	
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	**(181)**	**83**	**(98)**	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé *(cf. Note 15.3.3 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»)* dont notamment plusieurs rachats de souches obligataires représentant un montant nominal de 538 millions d'euros.

9.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(186)	(103)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(1)	(5)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(498)	(553)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(119)	(137)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(48)	(58)
Autres charges financières	(267)	(352)
TOTAL	**(1 119)**	**(1 208)**
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	173	136
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers		3
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	29	30
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	145	73
Autres produits financiers	269	420
TOTAL	**616**	**661**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**(503)**	**(547)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Les Autres produits financiers comprennent 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 10 Impôts

10.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice s'élève à 425 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 481 millions d'euros en 2016). La ventilation de ce produit d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Impôt exigible	(397)	(1 328)
Impôt différé	822	847
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**425**	**(481)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Résultat net	**2 238**	**163**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	437	752
Résultat après impôt des activités abandonnées	290	(158)
Impôt sur les bénéfices	425	(481)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**1 085**	**50**
Dont sociétés françaises intégrées	*(588)*	*863*
Dont sociétés étrangères intégrées	*1 674*	*(813)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	**(374)**	**(17)**
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	114	95
Différences permanentes (2)	(286)	(806)
Éléments taxés à taux réduit ou nul (3)	555	254
Compléments d'impôt (4)	(258)	(476)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles (5)	(568)	(951)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus (6)		
Effet des changements de taux d'impôt (7)	518	882
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt (8)	507	249
Autres (9)	(26)	115
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**425**	**(481)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées 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, la taxe de 3% sur les dividendes distribués en numéraire par les sociétés françaises en 2016 (sans effet en 2017 car annulée par le Conseil Constitutionnel), l'impôt exceptionnel 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, la contribution nucléaire forfaitaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (117 millions d'euros en 2016 et classement dans l'EBITDA en 2017), 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.

(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique et des crédits d'impôt en France et en 2017, 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 1er janvier 2022. Ce taux résulte de la baisse du taux de droit commun de l'impôt sur les sociétés de 33,33% à 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.

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

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice. intègre également une charge de 34 millions d'euros d'impôt sur cessions de participations financières.

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

	Impacts résultat	
En millions d'euros	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016 (1)**
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(126)	(253)
Engagements de retraite et assimilés	(68)	(107)
Provisions non déductibles	(32)	(27)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(249)	179
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(316)	181
Autres	(77)	(1)
TOTAL	**(868)**	**(28)**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	671	1 148
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	705	(398)
Autres	169	124
TOTAL	**1 545**	**875**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**677**	**847**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2016 et en 2017 résulte notamment de la baisse du taux d'impôt futur approuvé en France.

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

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

En millions d'euros	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016 (1)**
Actifs financiers disponibles à la vente	52	(13)
Écarts actuariels	(97)	52
Couverture d'investissement net	(86)	13
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(151)	119
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	1	4
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(280)**	**175**
Quote-part des entreprises mises en équivalences	2	10
TOTAL	**(278)**	**185**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

10.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

10.3.1 Variation des impôts différés

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

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2016	**1 250**	**(6 775)**	**(5 525)**
Effet du résultat de la période	(868)	1 545	677
Effet des autres éléments du résultat global	(126)	(206)	(331)
Effet de périmètre	(6)	8	2
Effet de change	(133)	234	102
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(826)	1 503	676
Autres effets	37	(54)	(17)
Effet de présentation nette par entité fiscale	1 475	(1 475)	
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**803**	**(5 220)**	**(4 417)**

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

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 652	2 178
Engagements de retraite	1 319	1 451
Provisions non déductibles	301	631
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	974	1 258
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	2 725	3 285
Autres	495	585
TOTAL	**7 466**	**9 388**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 680)	(10 886)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(2 627)	(3 214)
Autres	(576)	(813)
TOTAL	**(11 883)**	**(14 913)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(4 417)**	**(5 525)**

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des reports déficitaires sont justifiés par l'existence de différences temporelles taxables suffisantes et/ou par des prévisions d'utilisation de ces déficits sur une période de projections fiscales de six années validées par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

La baisse de la position nette passive d'impôts différés résulte essentiellement du classement en «Activités non poursuivies» d'ENGIE E&P International et de l'effet de la baisse du taux d'imposition futur adopté dans la nouvelle Loi de Finances française en France.

10.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2017, 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 3 141 millions d'euros (contre 3 716 millions d'euros au 31 décembre 2016). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et en Australie) 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 1 238 millions d'euros en 2017 contre 1 698 millions d'euros en 2016.

NOTE 11 Résultat par action

	31 déc. 2017	31 déc. 2016[1]
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**1 423**	**(415)**
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*1 226*	*(304)*
Rémunération des titres super-subordonnés	(144)	(146)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**1 279**	**(562)**
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*1 083*	*(450)*
Effet des instruments dilutifs		
Résultat net part du Groupe dilué	**1 279**	**(562)**
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	9	9
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 405**	**2 405**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**0,53**	**(0,23)**
dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*0,45*	*(0,19)*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**0,53**	**(0,23)**
dont résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*0,45*	*(0,19)*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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 17.2.1)*.

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

Compte tenu de leur effet relutif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action de 2016 et 2017. Dans le futur, les instruments relutifs au 31 décembre 2017 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action. Tous ces plans sont décrits dans la Note 22 «Paiements fondés sur des actions».

NOTE 12 Goodwills

12.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2015	**19 024**
Pertes de valeur	(1 690)
Variations de périmètre et Autres	39
Écarts de conversion	(1)
Au 31 décembre 2016	**17 372**
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	**17 285**

Les effets des variations de périmètre au 31 décembre 2017 résultent principalement :

- de la comptabilisation de *goodwills* dégagés respectivement sur les acquisitions de Keepmoat Regeneration (476 millions d'euros), d'Icomera (113 millions d'euros) et de EV-Box (85 millions d'euros) ;
- de l'augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* pour un montant de 131 millions d'euros, en application des principes comptables du Groupe (*cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers»*). Cette augmentation de la juste valeur du passif financier est consécutive à l'accord conclu le 4 avril 2017, portant sur l'acquisition par le Groupe de la participation de 41% détenue par SOPER dans La Compagnie du Vent (*cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»*) ;
- de la décomptabilisation de goodwills pour 127 millions d'euros relatif à des actifs cédés sur l'exercice.

Les écarts de conversion de -350 millions d'euros portent essentiellement sur le dollar américain (-194 millions d'euros), le réal brésilien (-49 millions d'euros) et sur la livre sterling (-46 millions d'euros).

À l'issue des tests de pertes de valeur annuels réalisés sur les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT *goodwill*), le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur les *goodwills* pour un montant total de 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 en Australie de Loy Yang B. Les tests de pertes de valeur réalisés en 2017 sur ces UGT sont décrits dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

La diminution constatée en 2016 provenait principalement de la comptabilisation de pertes de valeur sur les *goodwills* pour un montant total de 1 690 millions d'euros, dont 1 362 millions d'euros sur l'UGT Benelux, 161 millions d'euros sur l'UGT GTT et 139 millions d'euros alloués au groupe d'actifs destinés à être cédés constitué par la centrale de production d'électricité de Polaniec.

12.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Les UGT *goodwill* correspondent aux Business Units décrites dans la Note 6 à l'exception de la BU Asie-Pacifique qui est divisée en deux UGT *goodwill* (Australie et Asie-Pacifique hors Australie) et de l'UGT *goodwill* Solairedirect.

Le tableau ci-après présente les UGT *goodwill* dites «significatives» dont le montant de *goodwill* est supérieur à 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2017 ainsi que les UGT qui portent des *goodwills* supérieurs à 500 millions d'euros.

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2017
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Benelux	4 238
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France BtoC	France	1 036
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	1 032
France Renouvelables	France	978
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Amérique du Nord	Amérique du Nord	726
Génération Europe	Autres	629
France BtoB	France	663
GRTgaz	Infrastructures Europe	614
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	594
Storengy	Infrastructures Europe	205
AUTRES UGT (*GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS*)		**2 561**
TOTAL		**17 285**

6

12.3 Tests de pertes de valeur sur les 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 *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sont établies selon les modalités présentées dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marché, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2017 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,7% et 12,5% (entre 4,7% et 15,1% en 2016). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les *Notes 12.3.1 «UGT significatives»* et *12.3.7 «Autres UGT importantes»* ci-après.

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

12.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2017.

12.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 238 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de pertes de valeur 2017. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

La valeur d'utilité 2017 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. 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 la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3), projection des flux de trésorerie sur 40 ans puis prolongation de l'exploitation de la moitié de ce parc sur une période de 20 ans.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Activités de commercialisation et de services à l'énergie	Projection des flux de trésorerie 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 2016.

Les taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie sont compris entre 5,5% et 9,1% en fonction des profils de risque attribués à chaque activité.

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

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre régulatoire 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 40e 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 40e année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique annoncé par le premier ministre en décembre 2017, pour lequel les discussions se poursuivent entre les différentes parties prenantes.

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 CO_2, 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 2017, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Benelux est supérieure à sa valeur comptable.

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 de l'ordre de 800 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 34% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 34% sur ce calcul.

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

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 2 300 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 500 millions d'euros.

12.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018, du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 ainsi que de projections de flux de trésorerie sur la période 2021-2023. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2023. 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 1er 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.

12.3.1.3 UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 036 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. 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 9% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 9% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 8% 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 8% sur ce calcul.

12.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 032 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. 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%.

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 6,3% et 9,1%.

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 64% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 36%, 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 36% sur ce calcul.

12.3.1.5 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 978 millions d'euros au 31 décembre 2017. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque à l'exception des parcs photovoltaïques développés et opérés par Solairedirect).

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. 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 10,1%, 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 régulatoires 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 65% 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 65% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 46% 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 46% 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 500 millions d'euros.

12.3.2 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
Génération Europe	Autres	DCF + DDM	6,9% - 10,0%
Amérique du Nord	Amérique du Nord	DCF + DDM	3,9% - 12,5%
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	5,5% - 10,0%
France BtoB	France	DCF + DDM	7,1% - 7,7%

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

12.3.2.1 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 629 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018 et plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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 scenario de référence arrêté par le Groupe. Ces derniers intègrent l'incidence d'un durcissement attendu de l'environnement régulatoire dans lequel les centrales charbon de production électrique opèrent en Europe (*cf. Note 8.2.4*).

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie sont compris entre 6,9% et 10,0%.

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 CO_2, des combustibles et de l'électricité.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Generation Europe est supérieure à sa valeur comptable. Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de 317 millions d'euros ont été comptabilisées sur des centrales thermiques au 31 décembre 2017 (*cf. Note 8.2.5*).

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 18% 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 19% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 40% 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 40% sur ce calcul.

12.3.2.2 UGT EcoElectrica

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

12.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	**31 déc. 2017**
Amérique du Nord	726
Amérique Latine	711
Afrique/Asie	758
Benelux	4 238
France	3 092
Europe hors France & Benelux	1 625
Infrastructures Europe	5 000
Autres	1 134
TOTAL	**17 285**

NOTE 13 Immobilisations incorporelles

13.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2015	**3 108**	**2 545**	**10 912**	**16 565**
Acquisitions	169		584	753
Cessions	(54)	(13)	(51)	(119)
Écarts de conversion	(43)		27	(16)
Variations de périmètre	5		106	112
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»			(4)	(4)
Autres variations	19	33	38	91
Au 31 décembre 2016	**3 205**	**2 565**	**11 613**	**17 383**
Acquisitions	179		1 025	1 204
Cessions	(32)		(224)	(256)
Écarts de conversion	(57)		(261)	(318)
Variations de périmètre	1		50	51
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»			(1 075)	(1 075)
Autres variations	343	116	(461)	(2)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**3 640**	**2 681**	**10 667**	**16 988**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2015	**(1 171)**	**(1 716)**	**(6 666)**	**(9 553)**
Dotations aux amortissements	(108)	(61)	(601)	(770)
Pertes de valeur	(6)	(225)	(176)	(407)
Cessions	29	13	34	76
Écarts de conversion	3		4	7
Variations de périmètre			(10)	(10)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»			3	3
Autres variations	(7)		(84)	(92)
Au 31 décembre 2016	**(1 259)**	**(1 988)**	**(7 497)**	**(10 744)**
Dotations aux amortissements	(117)	(56)	(605)	(779)
Pertes de valeur [1]	(7)		(223)	(231)
Cessions	20		219	239
Écarts de conversion	5		149	154
Variations de périmètre			(2)	(2)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»			880	880
Autres variations	(26)		25	(1)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**(1 385)**	**(2 045)**	**(7 054)**	**(10 484)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2016	**1 946**	**576**	**4 116**	**6 639**
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**2 255**	**636**	**3 613**	**6 504**

(1) Dont 138 millions d'euros de pertes de valeur comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat au titre d'une licence d'exploration-production d'un champ gazier en Mer Caspienne (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

Suite au classement des activités d'exploration-production en tant qu'activités non poursuivies (*cf. Note 4.1 «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 2017.

En 2017, les autres pertes de valeur sur immobilisations incorporelles portent essentiellement sur la marque ENGIE pour -43 millions d'euros. (*cf Note 8.2 Pertes de valeur*).

En 2016, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élevaient à -407 millions d'euros et portaient essentiellement sur des contrats de droits de tirage sur des actifs électriques en Italie pour -225 millions d'euros, et sur un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz naturel pour -125 millions d'euros.

13.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnus en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12. Les acquisitions portent essentiellement sur les activités du secteur France Réseaux et des centrales hydroélectriques acquises au Brésil.

13.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans les centrales de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

13.1.3 Autres

Au 31 décembre 2017, ce poste comprend principalement des logiciels, des licences, les coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés, ainsi que des actifs incorporels acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises.

13.2 Information sur les frais de recherche et développement

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

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 180 millions d'euros pour l'exercice 2017, dont 19 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 14 Immobilisations corporelles

14.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobili-sations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2015	**755**	**4 993**	**93 201**	**437**	**2 318**	**6 428**	**1 115**	**109 248**
Acquisitions	7	26	893	46		4 299	65	5 336
Cessions	(8)	(46)	(743)	(41)	(97)	(20)	(48)	(1 003)
Écarts de conversion	16	(46)	717	3	(11)	10	(2)	688
Variations de périmètre	(6)	22	38	3		(718)	9	(653)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(3)	(7)	(1 208)		(23)	(47)	(2)	(1 291)
Autres variations	(5)	746	2 615	2	842	(3 489)	37	749
Au 31 décembre 2016	**756**	**5 687**	**95 514**	**451**	**3 030**	**6 462**	**1 174**	**113 073**
Acquisitions [1]	6	55	708	39		4 178	58	5 045
Cessions	(10)	(84)	(851)	(40)	(34)	(110)	(208)	(1 337)
Écarts de conversion	(23)	(122)	(2 484)	(11)	(41)	(420)	(16)	(3 117)
Variations de périmètre	(2)	(38)	(1 377)	3	(4)	(131)		(1 548)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(26)	(67)	(11 698)	(7)	(742)	(1 160)	(14)	(13 714)
Autres variations	16	85	3 694	9	11	(3 967)	11	(140)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**717**	**5 517**	**83 506**	**444**	**2 220**	**4 853**	**1 005**	**98 262**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2015	**(113)**	**(2 231)**	**(45 377)**	**(314)**	**(1 259)**	**(2 132)**	**(834)**	**(52 259)**
Dotations aux amortissements	(8)	(265)	(3 148)	(43)	(74)		(89)	(3 627)
Pertes de valeur	(14)	(438)	(1 126)	(11)	31	(151)	(2)	(1 711)
Cessions	1	27	555	36	97	2	45	761
Écarts de conversion	(7)	5	(198)	(3)	11	93	3	(95)
Variations de périmètre		(12)	(29)	(2)		444	(5)	396
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»		5	977		12		2	996
Autres variations	(5)	(15)	(186)	(1)	(142)	550	4	204
Au 31 décembre 2016	**(145)**	**(2 925)**	**(48 531)**	**(337)**	**(1 324)**	**(1 195)**	**(878)**	**(55 334)**
Dotations aux amortissements [2]	(9)	(124)	(2 935)	(40)	(187)		(96)	(3 390)
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	1 227	10	24	59	10	1 352
Variations de périmètre	1	18	832	(1)	2	27	1	879
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)	624	26	257
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**(129)**	**(2 937)**	**(41 989)**	**(330)**	**(929)**	**(199)**	**(725)**	**(47 238)**
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2016	**612**	**2 762**	**46 983**	**113**	**1 706**	**5 268**	**296**	**57 739**
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**588**	**2 579**	**41 516**	**114**	**1 291**	**4 653**	**280**	**51 023**

(1) Dont 437 millions d'euros relatifs aux immobilisations corporelles des activités d'exploration-production, classées comme «Activités non poursuivies» (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(2) Les dotations aux amortissements des immobilisations corporelles des activités d'exploration-production sont comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat pour -171 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Suite au classement des activités d'exploration-production, en tant qu'activités non poursuivies (*cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»*), et à l'accord trouvé dans le cadre de la future cession des actifs Loy Lang B, la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes (5 137 millions d'euros), est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2017.

En 2017, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 045 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, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe ;
- des amortissements pour un total de -3 390 millions d'euros ;
- des effets de change de -1 765 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (-963 millions d'euros), du réal brésilien (-439 millions d'euros), et la couronne norvégienne (-103 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 -670 millions d'euros résultant notamment des activités DBSO [1] 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).

En 2016, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» provenait principalement :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 336 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens en Amérique Latine et en France, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe et des développements dans les activités exploration-production ;
- d'une augmentation de +981 millions d'euros de l'actif de démantèlement reconnu en contrepartie des provisions comptabilisées au titre du démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique ;
- des effets de change pour un montant de +593 millions d'euros, portant principalement sur le réal brésilien (+557 millions d'euros), le dollar américain (+267 millions d'euros), la couronne norvégienne (+87 millions d'euros), et la livre sterling (-349 millions d'euros) ;
- d'amortissements pour un total de -3 627 millions d'euros ;
- de pertes de valeur s'élevant à -1 711 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (-520 millions d'euros), sur des actifs de production hydroélectrique en France (-414 millions d'euros), sur des navires méthaniers (-142 millions d'euros), ainsi que sur des actifs d'exploration-production ;
- du transfert sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de la valeur comptable de la centrale de production d'électricité de Polianec en Pologne (-295 millions d'euros) ;
- de variations de périmètre pour -257 millions d'euros résultant principalement de la cession de 50% de Transmisora Eléctrica del Norte SA (TEN) au Chili (-202 millions d'euros) et de la cession des centrales à charbon de Meenakshi en Inde (-131 millions d'euros), partiellement compensées par la prise de contrôle de Energieversorgung Gera GmbH en Allemagne (+100 millions d'euros).

14.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 185 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 3 727 millions d'euros au 31 décembre 2016. La variation est principalement liée au classement en «Actifs destinés à être cédés» de la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B en Australie (*cf. Note 4.1.3*).

14.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

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

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 1 988 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2016.

14.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 104 millions d'euros au titre de l'exercice 2017 contre 102 millions d'euros au titre de l'exercice 2016.

(1) *Develop Build Share and Operate.*

NOTE 15 Instruments financiers

15.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre la part non courante et courante sont présentées dans le tableau ci-après :

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Titres disponibles à la vente	2 656		2 656	2 997		2 997
Prêts et créances au coût amorti	2 976	20 911	23 887	2 250	21 430	23 680
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	*2 976*	*599*	*3 576*	*2 250*	*595*	*2 845*
Clients et autres débiteurs		*20 311*	*20 311*		*20 835*	*20 835*
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 948	8 985	11 933	3 603	10 486	14 089
Instruments financiers dérivés	*2 948*	*7 378*	*10 325*	*3 603*	*9 047*	*12 650*
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		*1 608*	*1 608*		*1 439*	*1 439*
Trésorerie et équivalents de trésorerie		8 931	8 931		9 825	9 825
TOTAL	**8 580**	**38 827**	**47 407**	**8 850**	**41 741**	**50 591**

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 31 décembre 2015	**3 016**
Acquisitions	407
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(500)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(152)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	298
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(21)
Variations de périmètre, change et divers	(49)
Au 31 décembre 2016	**2 997**
Acquisitions	279
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(178)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(362)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(14)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(19)
Variations de périmètre, change et divers	(47)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**2 656**

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 656 millions d'euros au 31 décembre 2017 et se répartissent entre 1 558 millions d'euros de titres cotés et 1 098 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 977 millions d'euros et 1 020 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Les principales variations de l'exercice correspondent à l'acquisition de titres d'OPCVM et obligations par Synatom dans le cadre de ses objectifs de placement au titre de la couverture des provisions nucléaires (*cf. Note 15.1.5*), ainsi qu'à la cession de la participation que le Groupe détenait dans la société Petronet LNG (*cf. Note 4.2.4*).

En 2016, les principales variations de l'exercice résultaient de l'acquisition de titres d'OPCVM et obligations par Synatom dans le cadre de ses objectifs de placement au titre de la couverture des provisions nucléaires, ainsi que de la cession des participations que le Groupe détenait respectivement dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution, dans Transportadora de Gas del Peru, et dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (*cf. Note 4.1.5 des états financiers consolidés au 31 décembre 2016*).

15.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition				
En millions d'euros	**Dividendes**	**Variation de juste valeur**	**Effet de change**	**Perte de valeur**	**Recyclage en résultat**	**Résultat de cession**
Capitaux propres [1]		(14)			(362)	
Résultat	172			(19)	362	17
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017	**172**	**(14)**		**(19)**		**17**
Capitaux propres [1]		298	1		(152)	
Résultat	114			(21)	152	90
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016	**114**	**298**	**1**	**(21)**		**90**

(1) Hors effet impôt.

En 2017, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat pour 362 millions d'euros résultent pour l'essentiel de la cession des titres Petronet LNG (*cf. Note 4.2.4*).

15.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte de marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération, le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en deçà du coût historique ou qu'une baisse du cours en deçà du coût historique pendant plus de 12 mois est des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé au cours de l'exercice des pertes de valeur pour un montant net de 19 millions d'euros.

Après examen, le Groupe considère qu'il n'y a pas lieu de comptabiliser de perte de valeur sur ses autres lignes de titres disponibles à la vente au 31 décembre 2017.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 976	599	3 576	2 250	595	2 845
Prêts aux sociétés affiliées	*993*	*395*	*1 388*	*718*	*441*	*1 159*
Autres créances au coût amorti	*658*	*34*	*692*	*655*	*22*	*678*
Créances de concessions	*573*	*82*	*655*	*14*	*6*	*20*
Créances de location financement	*752*	*88*	*840*	*862*	*125*	*987*
Clients et autres débiteurs		20 311	20 311		20 835	20 835
TOTAL	**2 976**	**20 911**	**23 887**	**2 250**	**21 430**	**23 680**

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

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 816	(241)	3 576	3 092	(248)	2 845
Clients et autres débiteurs	21 231	(920)	20 311	21 897	(1 062)	20 835
TOTAL	**25 048**	**(1 161)**	**23 887**	**24 989**	**(1 310)**	**23 680**

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti (y compris les créances clients et autres débiteurs) sont présentées dans la Note 16.2 «Risque de contrepartie».

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2017	196	(13)	(53)
Au 31 décembre 2016 [1]	109	32	(85)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2017, comme au 31 décembre 2016, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à -920 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre -1 062 millions d'euros au 31 décembre 2016.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	**2 948**	**7 378**	**10 325**	**3 603**	**9 047**	**12 650**
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*610*	*63*	*673*	*888*	*250*	*1 138*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	*1 532*	*7 231*	*8 763*	*1 875*	*8 712*	*10 587*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	*805*	*83*	*888*	*840*	*85*	*925*
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	**-**	**1 108**	**1 108**	**-**	**816**	**816**
Actifs financiers qualifiants à la juste valeur par résultat		*1 108*	*1 108*		*816*	*816*
Appels de marge sur dérivés decouverture de la dette - actif	**-**	**500**	**500**	**-**	**622**	**622**
TOTAL	**2 948**	**8 985**	**11 933**	**3 603**	**10 486**	**14 089**

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

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche. Ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe *(cf. Note 15.3 «Endettement financier net»)*.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers qualifiants à la juste valeur par résultat détenus à des fins de transactions s'établit à 7 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 8 millions d'euros en 2016.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 8 931 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 9 825 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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 141 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 246 millions d'euros au 31 décembre 2016. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 91 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 2017 s'établit à +92 millions d'euros contre +131 millions d'euros en 2016.

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

Comme indiqué dans la Note 18.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**516**	**562**
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores Assets	41	82
Prêt à Sibelga	22	26
Autres placements de trésorerie	**1 507**	**1 464**
OPCVM et FCP	1 507	1 464
TOTAL	**2 023**	**2 026**

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe sont présentés dans l'état de situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en tant que «Titres disponibles à la vente».

15.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2017, 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 2017, 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 2017 s'élève à 928 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 602	4 177

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

15.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

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

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2017 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Dettes financières	25 292	8 176	33 467	24 411	12 539	36 950
Instruments financiers dérivés	2 980	8 720	11 700	3 410	9 228	12 638
Fournisseurs et autres créanciers	-	16 432	16 432	-	17 075	17 075
Autres passifs financiers	32	-	32	200	-	200
TOTAL	**28 303**	**33 328**	**61 632**	**28 021**	**38 842**	**66 864**

15.2.1 Dettes financières

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts obligataires	20 062	2 175	22 237	18 617	3 360	21 977
Emprunts bancaires	4 231	928	5 159	4 501	977	5 478
Titres négociables à court terme		3 889	3 889		6 330	6 330
Tirages sur facilités de crédit	26	21	47	12	30	43
Emprunts sur location-financement	330	152	483	520	150	670
Autres emprunts	65	56	121	90	249	339
EMPRUNTS	**24 714**	**7 221**	**31 935**	**23 740**	**11 097**	**34 837**
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		466	466		608	608
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**24 714**	**7 688**	**32 401**	**23 740**	**11 705**	**35 444**
Impact du coût amorti	242	47	289	235	72	306
Impact de la couverture de juste valeur	336	29	365	436	31	468
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		412	412		731	731
DETTES FINANCIÈRES	**25 292**	**8 176**	**33 467**	**24 411**	**12 539**	**36 950**

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2017 à 35 568 millions d'euros pour une valeur comptable de 33 467 millions d'euros.

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

Les informations sur les dettes financières nettes sont présentées dans la Note 15.3 «Endettement financier net».

15.2.2 Instruments financiers dérivés

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

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	293	59	352	251	67	318
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 475	8 544	10 018	1 461	9 038	10 499
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 212	118	1 329	1 698	123	1 821
TOTAL	**2 980**	**8 720**	**11 700**	**3 410**	**9 228**	**12 638**

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

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**
Fournisseurs	16 011	16 327
Dettes sur immobilisations	422	748
TOTAL	**16 432**	**17 075**

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

15.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 32 millions d'euros (200 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ils correspondent principalement à des dettes résultant de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence, notamment Cameron LNG.

La variation de la période est principalement liée à l'exercice de l'obligation d'achat (put) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent consécutive à l'accord conclu le 4 avril 2017 et portant sur l'acquisition par le Groupe de la participation résiduelle de 41% détenue par SOPER dans La Compagnie du Vent (*cf. Note 4.3.3*).

15.3 Endettement financier net

15.3.1 Endettement financier net par nature

	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Encours des dettes financières	24 714	7 688	32 401	23 740	11 705	35 444
Impact du coût amorti	242	47	289	235	72	306
Impact de la couverture de juste valeur [1]	336	29	365	436	31	468
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		412	412		731	731
DETTES FINANCIÈRES	**25 292**	**8 176**	**33 467**	**24 411**	**12 539**	**36 950**
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette [2]	293	59	352	251	67	318
DETTE BRUTE	**25 585**	**8 234**	**33 820**	**24 662**	**12 606**	**37 268**
Actifs liés au financement	(59)	(1)	(60)	(58)	(1)	(58)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	**(59)**	**(1)**	**(60)**	**(58)**	**(1)**	**(58)**
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)		(1 108)	(1 108)		(816)	(816)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(500)	(500)		(622)	(622)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(8 931)	(8 931)		(9 825)	(9 825)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette [2]	(610)	(63)	(673)	(888)	(250)	(1 138)
TRÉSORERIE ACTIVE	**(610)**	**(10 602)**	**(11 212)**	**(888)**	**(11 514)**	**(12 402)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**24 916**	**(2 369)**	**22 548**	**23 716**	**1 091**	**24 807**
Encours des dettes financières	24 714	7 688	32 401	23 740	11 705	35 444
Actifs liés au financement	(59)	(1)	(60)	(58)	(1)	(58)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)		(1 108)	(1 108)		(816)	(816)
Trésorerie et équivalents de trésorerie		(8 931)	(8 931)		(9 825)	(9 825)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	**24 655**	**(2 352)**	**22 303**	**23 682**	**1 062**	**24 744**

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

L'endettement financier net, hors dette interne E&P de 1 612 millions d'euros (*cf. Note 4.1.2*), s'élève à 20 936 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 23 080 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	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	Écarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2017
Encours des dettes financières	35 444	(1 193)			(1 087)	(762)	32 401
Impact du coût amorti	306	(68)		43	(11)	19	289
Impact de la couverture de juste valeur	468			(102)			365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	731	(319)					412
DETTES FINANCIÈRES	**36 950**	**(1 580)**		**(60)**	**(1 099)**	**(743)**	**33 467**
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette	318	(78)		1	112	(1)	352
DETTE BRUTE	**37 268**	**(1 659)**		**(58)**	**(987)**	**(744)**	**33 820**
Actifs liés au financement	(58)	(19)			9	9	(60)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	**(58)**	**(19)**			**9**	**9**	**(60)**
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(816)	(285)				(7)	(1 108)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	(622)	123					(500)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 825)		324		249	321	(8 931)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette	(1 138)	277		114	72	1	(673)
TRÉSORERIE ACTIVE	**(12 402)**	**115**	**324**	**114**	**321**	**315**	**(11 212)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**24 807**	**(1 562)**	**324**	**55**	**(657)**	**(419)**	**22 548**

6

15.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2017, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de 657 millions d'euros (dont -486 millions d'euros sur le dollar américain et -117 millions d'euros sur le Réal brésilien).

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une réduction nette de 3 659 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 4 791 millions d'euros, incluant notamment les cessions du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne, de la participation de 30% dans Opus Energy au Royaume-Uni et de certains actifs thermiques, de la participation de 10% dans Petronet LNG en Inde et de la participation de 38,1% dans NuGen, le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz ainsi que le classement en «Actifs destinés à être cédés» des activités de la centrale Loy Yang B (*cf. Note 4.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2017»*) ;
- des acquisitions réalisées sur la période (notamment Keepmoat Regeneration, Icomera et Tabreed) qui ont accru l'endettement net de 1 168 millions d'euros (*cf. Notes 4.3.1, 4.3.2, 4.3.4 et 4.3.3*).

15.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2017 :

- les 23 mars et 19 septembre 2017, ENGIE SA a procédé à des émissions obligataires vertes (*green bonds*) d'un montant total de 2 750 millions d'euros :
  - une tranche de 700 millions d'euros portant un coupon de 0,875% arrivant à échéance en 2024,
  - une tranche de 800 millions d'euros portant un coupon de 1,5% arrivant à échéance en 2028,
  - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,375% arrivant à échéance en 2023,
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,375% arrivant à échéance en 2029 ;
- le 19 septembre 2017, ENGIE SA a également émis :
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 2% arrivant à échéance en 2037 ;
- les 1er juin, 27 septembre, 20 et 24 octobre 2017, ENGIE SA a réalisé des émissions privées pour respectivement 100 millions d'euros, 1,4 milliard et 900 millions de dollars de Hong Kong (les encours au cours couverts s'élèvent respectivement à 153 millions et 98 millions d'euros), et 100 millions d'euros ;
- le 10 novembre 2017, ENGIE Brasil Energia a émis un emprunt obligataire d'un montant total de 581 millions d'euros ;
- le 15 mars 2017, ENGIE Brasil Energia a souscrit à quatre emprunts bancaires d'un montant total de 217 millions de Réal brésilien (63 millions d'euros) arrivant à échéance en mai 2033 ;
- le 10 novembre 2017, ENGIE Brasil Energia a souscrit à un emprunt bancaire d'un montant total de 529 millions d'euros ;
- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours de l'année 2017 :
  - 500 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 0% et arrivé à échéance le 13 mars 2017,
  - 750 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 1,5% et arrivé à échéance le 20 juillet 2017,
  - 564 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 2,75% et arrivé à échéance le 18 octobre 2017,
  - 300 millions d'euros de francs suisses (262 millions d'euros) d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 1,5% et arrivé à échéance le 20 octobre 2017,
  - 750 millions de dollars (635 millions d'euros) d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 1,625% et arrivé à échéance le 10 octobre 2017,
  - 350 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 0% et arrivé à échéance le 7 décembre 2017 ;
- opérations de refinancement :
  - le 27 mars 2017 le Groupe a lancé une offre de rachat sur des obligations pour un montant nominal de 538 millions d'euros.

15.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

15.4.1 Actifs financiers

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

	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
En millions d'euros	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Titres disponibles à la vente	2 656	1 558		1 098	2 997	1 977		1 020
Instruments financiers dérivés	10 325	21	9 992	313	12 650	68	12 560	22
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*673*		*673*		*1 138*		*1 138*	
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management	*2 001*		*1 969*	*32*	*2 504*	*68*	*2 414*	*22*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading	*6 763*	*21*	*6 461*	*281*	*8 083*		*8 083*	
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*888*		*888*		*925*		*925*	
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	1 108		1 108		816	1	816	
Actifs financiers qualifiants à la juste valeur par résultat	*1 108*		*1 108*		*816*	*1*	*816*	
TOTAL	**14 090**	**1 579**	**11 100**	**1 411**	**16 464**	**2 046**	**13 376**	**1 042**

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.4.11.3 «Dérivés et comptabilité de couverture».

Titres disponibles à la vente

Les titres cotés – évalués au cours de bourse à la date de clôture – sont classés en niveau 1.

Les titres non cotés – évalués à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation des dividendes ou flux de trésorerie futurs et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.

Au 31 décembre 2017, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	**Titres disponibles à la vente**
Au 31 décembre 2016	**1 020**
Acquisitions	136
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	11
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	25
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(46)
Variations de périmètre, change et divers	(47)
Au 31 décembre 2017	**1 098**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	(5)

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 110 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

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

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

Instruments financiers dérivés

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

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

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

Il s'agit principalement de contrats d'approvisionnement long terme de gaz et d'un contrat d'électricité évalué à la juste valeur et relatifs aux activités de *trading*.

Au 31 décembre 2017, la variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Net Actif/(Passif)
Au 31 décembre 2016	**(11)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat [1]	(170)
Dénouements	15
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(7)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(173)**
Gains/(pertes) *Day-One* différés	(15)
Au 31 décembre 2017	**(188)**

(1) Ce montant inclut l'impact initial de changement de traitement comptable au 1er octobre 2017 comptabilisé en non récurrent pour -155 millions d'euros.

Actifs financiers qualifiants et désignés à la juste valeur par résultat

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

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

15.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
En millions d'euros	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 860		4 860		4 691		4 691	
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	30 709	19 835	10 874		34 652	20 144	14 508	
Instruments financiers dérivés	11 700	26	11 173	501	12 638	121	12 483	34
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*352*		*352*		*318*		*318*	
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management	*2 210*		*2 140*	*70*	*2 411*	*119*	*2 258*	*34*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading	*7 808*	*26*	*7 351*	*431*	*8 088*	*3*	*8 085*	
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 329*		*1 329*		*1 821*		*1 821*	
TOTAL	**47 269**	**19 861**	**26 907**	**501**	**51 982**	**20 266**	**31 682**	**34**

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 présentée dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

Les autres dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur sont présentées dans ce tableau en niveau 2. La juste valeur de ces emprunts est déterminée à partir des flux futurs actualisés et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement.

Instruments financiers dérivés

Le classement des instruments financiers dérivés par niveau de juste valeur est précisé dans la Note 15.4.1 «Actifs financiers».

15.5 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après pris 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, est présenté dans le tableau ci-après :

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	9 177	8 763	(5 061)	3 703
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 562	1 562	(315)	1 247
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 432)	(10 018)	7 221	(2 798)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 682)	(1 682)	393	(1 289)

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

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

AU 31 DÉCEMBRE 2016

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	10 948	10 587	(7 981)	2 607
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 063	2 063	(596)	1 467
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 860)	(10 499)	9 867	(632)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 139)	(2 139)	390	(1 750)

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

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

NOTE 16 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document de Référence.

16.1 Risques de marché

16.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) ;

et

- les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO_2 et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions.

16.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2017 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-jacentes.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2017		31 déc. 2016	
En millions d'euros	**Variations de prix**	**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	307	197	475	(49)
Gaz naturel	+3 €/MWh	(17)	(48)	(23)	(97)
Électricité	+5 €/MWh	145	(30)	84	(39)
Charbon	+10 $US/ton	33	2	67	3
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	53		64	
EUR/USD	+10%	102	(233)	(89)	(7)
EUR/GBP	+10%	69	2	(42)	8

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

16.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement :

- au sein d'ENGIE Global Markets et d'ENGIE Energy Management. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies pour des clients internes et externes ;
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz et d'un contrat d'échange d'électricité (*cf. Note 8.5 «Autres éléments non récurrents»*).

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 332 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 427 millions d'euros en 2016).

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. 2017	2017 moyenne (1)	Maximum 2017 (2)	Minimum 2017 (2)	2016 moyenne (1)
Activités de *trading*	12	9	19	1	10

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

16.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie *(cash flow hedges)* telles que définies par la norme IAS 39, en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, qu'ils soient réglés en net ou par livraison physique.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2017 et 2016 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*	1 532	468	(1 475)	(736)	1 875	629	(1 461)	(949)
Couverture de flux de trésorerie	*186*	*62*	*(208)*	*(110)*	*87*	*101*	*(231)*	*(283)*
Autres instruments financiers dérivés	*1 346*	*406*	*(1 267)*	*(625)*	*1 788*	*528*	*(1 230)*	*(666)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *trading*		6 763		(7 808)		8 083		(8 088)
TOTAL	**1 532**	**7 231**	**(1 475)**	**(8 544)**	**1 875**	**8 712**	**(1 461)**	**(9 038)**

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «Instruments financiers dérivés».

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

16.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

	31 déc. 2017				31 déc. 2016 [1]			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	14	12		(10)	36	25	(106)	(81)
Électricité	3	7	(44)	(52)	5	9	(42)	(37)
Charbon	8	4			5	4		
Pétrole	145	1		(1)	1	2	(62)	(152)
Autres [2]	16	38	(164)	(47)	40	61	(21)	(14)
TOTAL	**186**	**62**	**(208)**	**(110)**	**87**	**101**	**(231)**	**(283)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 n'ont pas été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 4.1.1 «Projet de cession des activités d'exploration-production»).

(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. 2017	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	9 500	5 780	2 703	1 017			
Électricité	GWh	(7 309)	(3 515)	(3 168)	(626)			
Charbon	Milliers de tonnes	289	128	128	32			
Produits pétroliers	Milliers de barils	45 182	607	14 083	30 492			
Change	Millions d'euros	2 914	153	1 011	1 436	314		
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 064	930	934	200			

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Au 31 décembre 2017, une perte de 24 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre une perte de 372 millions d'euros au 31 décembre 2016). Une perte de 185 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2017 (contre un gain de 167 millions d'euros en 2016).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. L'impact représente un gain de 2 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre un impact nul au 31 décembre 2016).

16.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe ainsi que les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

16.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) un risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement, de fusion-acquisition ou de cession, (iii) un risque translationnel lié à la valeur patrimoniale des actifs hors zone Euro et (iv) un risque lié à la consolidation en euros des états financiers des filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro. Les trois expositions principales aux risques translationnel et de consolidation correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en Réal brésilien et en livre sterling.

16.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des dettes financières

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	69%	79%	65%	77%
USD	12%	11%	16%	10%
GBP	7%	0%	7%	2%
Autres devises	12%	10%	12%	11%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Endettement net

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	80%	59%	77%
USD	16%	14%	21%	13%
GBP	9%	(1)%	10%	3%
Autres devises	10%	7%	10%	7%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

16.1.3.2 Analyses de sensibilité au risque de change

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

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

Impact sur le résultat après prise en compte des dérivés de change

Une variation des cours de change n'a d'impact en résultat que sur les expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces expositions ne sont ni couvertes ni ne constituent des couvertures pour le risque de change. In fine, l'impact d'une appréciation (dépréciation) uniforme de 10% des devises contre euro génèrerait une perte (un gain) de 6 millions d'euros (2 millions d'euros).

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net, une dépréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact positif de 252 millions d'euros en capitaux propres. Une appréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact négatif de 252 millions d'euros en capitaux propres. Ces variations sont compensées par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

16.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et pour ce faire, de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La politique du Groupe est donc d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»), la répartition pouvant évoluer dans une fourchette définie par le management du Groupe en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2017, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

En 2014, afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a mis en place des couvertures de taux à départ *forward* 2019, sur une maturité 18 ans.

16.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

Encours des dettes financières

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	29%	39%	36%	41%
Taux fixe	71%	61%	64%	59%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Endettement net

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	(1)%	14%	11%	17%
Taux fixe	101%	86%	89%	83%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

16.1.4.2 Analyses de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

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

Impact sur le résultat après prise en compte des dérivés

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt court terme (uniforme pour toutes les devises) sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés, aurait pour impact une augmentation de la charge nette d'intérêts de 31 millions d'euros. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allégement de la charge nette d'intérêt de 30 millions d'euros.

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) appliqués aux dérivés non qualifiés de couverture générerait un gain de 55 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés dans le compte de résultat. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 75 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est pour partie liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 232 millions d'euros lié à la variation de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 289 millions d'euros.

16.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2017 et 2016 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	610	63	(293)	(59)	888	250	(251)	(67)
Couverture de juste valeur	*449*	*9*	*(38)*		*683*		*(19)*	
Couverture de flux de trésorerie	*15*	*1*	*(191)*		*68*	*166*	*(90)*	*(1)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*147*	*53*	*(64)*	*(59)*	*137*	*84*	*(142)*	*(66)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	805	83	(1 212)	(118)	840	85	(1 698)	(123)
Couverture de juste valeur								
Couverture de flux de trésorerie	*128*	*5*	*(375)*	*(37)*	*13*	*6*	*(976)*	*(55)*
Couverture d'investissement net	*54*		*(8)*		*37*		*(118)*	
Dérivés non qualifiés de couverture	*623*	*78*	*(830)*	*(80)*	*791*	*79*	*(604)*	*(68)*
TOTAL	**1 416**	**146**	**(1 505)**	**(177)**	**1 728**	**335**	**(1 949)**	**(190)**

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «Instruments financiers dérivés».

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix ou à l'évolution des qualités de crédit, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentés ci-après :

DÉRIVÉS DE CHANGE

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
En millions d'euros	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	5	411		
Couverture de flux de trésorerie	(166)	3 285	(146)	4 513
Couverture d'investissement net	47	3 370	(81)	6 281
Dérivés non qualifiés de couverture	(76)	5 161	(102)	9 796
TOTAL	**(191)**	**12 227**	**(329)**	**20 591**

DÉRIVÉS DE TAUX

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
En millions d'euros	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	415	8 313	664	10 163
Couverture de flux de trésorerie	(288)	1 550	(724)	3 520
Dérivés non qualifiés de couverture	(56)	18 008	313	20 567
TOTAL	**71**	**27 871**	**253**	**34 250**

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

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

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

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

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

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2017, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat est non significative.

Couverture des flux de trésorerie

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(454)	(49)	(31)	(62)	(29)	(22)	(261)

Au 31 décembre 2017, une perte de 392 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Une perte de 23 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2017.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 25 millions d'euros au 31 décembre 2017.

AU 31 DÉCEMBRE 2016

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

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net est non significative au 31 décembre 2017.

16.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels. Ce risque résulte de la combinaison d'un risque de paiement (non-paiement des prestations ou livraisons réalisées), de livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées) et d'un risque de remplacement des contrats défaillants (appelé exposition *Mark-to-market* correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement).

16.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de «*netting*», appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux BUs la gestion de ces risques tout en permettant au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

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

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

16.2.1.1 Clients et autres débiteurs

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

	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	
En millions d'euros	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	Total
Au 31 décembre 2017	939	122	241	1 301	1 366	18 390	21 058
Au 31 décembre 2016	920	196	268	1 384	1 279	19 234	21 897

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquelles les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agisse d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en termes de concentration de crédit.

16.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie correspond à la juste valeur positive des dérivés. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
En millions d'euros	Investment Grade [3]	Total	Investment Grade [3]	Total
Exposition brute [1]	7 309	8 764	9 626	10 588
Exposition nette [2]	2 913	3 705	2 347	2 571
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	78,6%		91,3%	

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).
(2) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.
(3) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

16.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basé d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs rating externes, d'éléments objectifs de marché (credit default swap, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition 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.

16.2.2.1 Risque de contrepartie lié aux prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)

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

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	
En millions d'euros	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	Total
Au 31 décembre 2017	2			3	254	3 539	3 795
Au 31 décembre 2016			2	2	238	2 832	3 071

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) présenté dans le tableau ci-dessus ne comprend pas les impacts liés aux pertes de valeur, variation de juste valeur et application de coût amorti qui s'élèvent au total à -220 millions d'euros (contre -227 millions d'euros au 31 décembre 2016). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

16.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Au 31 décembre 2017, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 009 millions d'euros.

	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
En millions d'euros	Total	Investment Grade [1]	Sans notation [2]	Non Investment Grade [2]	Total	Investment Grade [1]	Sans notation [2]	Non Investment Grade [2]
Exposition	10 009	84,0%	9,0%	7,0%	10 664	89,0%	4,0%	7,0%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baa3 chez Moody's.
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2017, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 22% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

16.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes 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 2017, 88% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaire régulier 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 (*Negociable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2017, les ressources bancaires représentent 18% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 22 237 millions d'euros de dettes obligataires, soit 70% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représentent 12% de la dette brute et s'élèvent à 3 889 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 équivalent de trésorerie et des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) s'élève à 10 039 millions d'euros au 31 décembre 2017 dont 65% 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 13 431 millions d'euros au 31 décembre 2017, dont 13 384 millions d'euros de lignes disponibles. 94% 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 2017, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, excepté quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2017, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	22 237	2 175	864	2 468	1 897	2 574	12 259
Emprunts bancaires	5 159	928	395	792	263	486	2 294
Titres négociables à court terme	3 889	3 889					
Tirages sur facilités de crédit	47	21	3	22			1
Emprunts sur location-financement	483	152	135	86	75	8	27
Autres emprunts	121	56	11	12	4	2	35
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	466	466					
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**32 401**	**7 688**	**1 408**	**3 380**	**2 239**	**3 070**	**14 617**
Actifs liés au financement	(60)	(1)		(2)	(2)		(54)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(1 108)	(1 108)					
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 931)	(8 931)					
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**22 303**	**(2 352)**	**1 408**	**3 377**	**2 237**	**3 070**	**14 563**

AU 31 DÉCEMBRE 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**35 444**	**11 705**	**2 602**	**1 574**	**3 402**	**2 543**	**13 619**
Actifs liés au financement, actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 700)	(10 644)	(1)	(1)	(3)	(4)	(47)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**24 744**	**1 061**	**2 601**	**1 573**	**3 399**	**2 539**	**13 572**

Au 31 décembre 2017, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	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 2016

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

Au 31 décembre 2017, 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 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(105)	(156)	(106)	(62)	(55)	(12)	286

AU 31 DÉCEMBRE 2016

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

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 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 384	704	540	1 421	5 018	5 515	186

La maturité du crédit syndiqué de 5,5 milliards d'euros a été prorogée d'un an, portant celle-ci à novembre 2022.

Parmi ces programmes disponibles, 3 889 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2017, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2016

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

16.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

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 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**

AU 31 DÉCEMBRE 2016

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

16.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de take-or-pay par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IAS 39. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des secteurs reportables GEM & GNL, Amérique Latine et Amérique du Nord (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2017	2018	2019-2022	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2016
Achats fermes	(5 680)	(792)	(2 117)	(2 771)	(6 214)
Ventes fermes	2 046	394	644	1 017	2 051

16.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2017, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 656 millions d'euros (*cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»*).

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 156 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Le principal titre non coté correspond à la participation de 9% détenue dans le gazoduc Nordstream dont la valorisation est fondée sur la méthode «DDM», dite de l'actualisation des dividendes («*Discounted Dividend Method*»).

La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un reporting régulier à la Direction Générale.

NOTE 17 Éléments sur les capitaux propres

17.1 Informations sur le capital social et les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables (*en millions d'euros*)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2015	**2 435 285 011**	**(39 407 541)**	**2 395 877 470**	**2 435**	**32 506**	**(822)**
Achat/vente d'actions propres		1 884 703	1 884 703			61
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**2 435 285 011**	**(37 522 838)**	**2 397 762 173**	**2 435**	**32 506**	**(761)**
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)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2017 résulte d'acquisitions nettes d'actions propres à hauteur de 9 millions d'actions (contre la livraison de 2 millions d'actions en 2016 dans le cadre d'attributions gratuites 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 seront affectées aux opérations d'épargne salariale prévues par le Groupe.

17.1.1 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 22 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

17.1.2 Actions propres

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 12 mai 2017. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société ENGIE SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 9,7 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2017, le Groupe détient 46,9 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.

17.2 Autres informations sur les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (part du Groupe)

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 37 090 millions d'euros au 31 décembre 2017, dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

Les réserves consolidées comprennent les résultats cumulés du Groupe, les réserves légales et statutaires de la société ENGIE SA, les pertes et gains actuariels cumulés nets d'impôt.

En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en cas de liquidation. Le montant de la réserve légale de la société ENGIE SA s'élève à 244 millions d'euros.

Les pertes et gains actuariels cumulés part du Groupe représentent -3 095 millions d'euros au 31 décembre 2017 (-3 235 millions d'euros au 31 décembre 2016) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 744 millions d'euros au 31 décembre 2017 (846 millions d'euros au 31 décembre 2016).

17.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a réalisé deux émissions de titres super-subordonnés à durée indéterminée, respectivement le 3 juillet 2013 et le 22 mai 2014. Ces opérations avaient été réparties en plusieurs tranches offrant un coupon moyen de 3,4% (2014) et 4,4% (2013).

Conformément aux dispositions d'IAS 32 – *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 1 907 millions d'euros en 2014 et 1 657 millions d'euros en 2013.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 144 millions d'euros payés en 2017, sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

17.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 33 969 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 34 741 millions d'euros au 31 décembre 2016), dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

17.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2016 et 2017.

	Montant réparti *(en millions d'euros)*	Dividende net par action *(en euros)*
Au titre de l'exercice 2016		
Acompte (payé le 14 octobre 2016)	1 198	0,50
Solde du dividende au titre de 2016 (payé le 18 mai 2017)	1 199	0,50
Solde du dividende majoré au titre de 2016 (payé le 18 mai 2017)	14	0,10
Au titre de l'exercice 2017		
Acompte (payé le 13 octobre 2017)	836	0,35

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la Loi de Finances pour 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes a été invalidée par la Cour Constitutionnelle en date du 6 octobre 2017. À ce titre, le Groupe a été remboursé de la quasi-totalité des contributions payées antérieurement. Au titre de la distribution effectuée en 2016, la taxe s'était élevée à 74 millions d'euros et était comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 12 mai 2017 a décidé la distribution d'un dividende de 1,00 euro par action au titre de l'exercice 2016. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,10 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2016, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital.

Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 14 octobre 2016 pour un montant de 1 198 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 18 mai 2017, pour un montant de 1 213 millions d'euros, le solde du dividende de 0,50 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,60 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 27 juillet 2017 a décidé la mise en paiement le 13 octobre 2017 d'un acompte sur dividende de 0,35 euro par action pour un montant total de 836 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2017

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017 de verser un dividende unitaire de 0,70 euro par action soit un montant total de 1 672 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2017. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2017 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2017. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2017, cette majoration est évaluée à 12 millions d'euros. Un acompte de 0,35 euro par action sur le dividende unitaire a déjà été versé le 13 octobre 2017 soit 836 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, dont le coupon détaché, sera payé le 24 mai 2018 pour un montant de 848 millions d'euros. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2017, les états financiers à fin 2017 étant présentés avant affectation.

17.3 Total gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2017 et au 31 décembre 2016, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Actifs financiers disponibles à la vente	206	587
Couverture d'investissement net	(320)	(647)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(521)	(900)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(47)	(64)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	194	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(389)	(401)
Écarts de conversion	(1 134)	1 075
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	6	130
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(2 003)**	**159**

17.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (*cf. Note 17.1.2 «Actions propres»*), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash flows* opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

Les objectifs, politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, ENGIE SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.

NOTE 18 Provisions

En millions d'euros	31 déc. 2016	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactua-lisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2017	Non courant	Courant
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 422	274	(410)	3	1 790	125	(23)	(2 039)	6 142	5 994	148
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	5 630	146	(59)			197			5 914	5 859	55
Démantèlement des installations [1]	5 671	(1)	(6)	(11)	(6)	214	(21)	(110)	5 728	5 728	
Reconstitution de sites [2]	1 487	(4)	(59)	(14)	307	31	(44)	(1 390)	313	313	1
Litiges, réclamations et risques fiscaux	1 133	294	(514)	(80)	4	5	(35)	(54)	753	19	734
Autres risques	1 865	1 605	(653)	(80)	518	16	(17)	(337)	2 917	515	2 402
TOTAL PROVISIONS	**22 208**	**2 314**	**(1 701)**	**(181)**	**2 612**	**587**	**(140)**	**(3 930)**	**21 768**	**18 428**	**3 340**

(1) Dont 5 159 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 4 997 millions d'euros au 31 décembre 2016.
(2) Dont 1 290 millions d'euros de diminution au niveau de la colonne «Autres» liée au classement des provisions E&P en activités non poursuivies.

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 2017 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. 2017
Résultat des activités opérationnelles	(334)
Autres produits et charges financiers	(587)
Impôts	(97)
TOTAL	**(1 018)**

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

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

Se reporter à la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

18.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires.

18.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (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 15.1.5 «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 Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

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

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

Pour l'exercice 2017, les caractéristiques de base 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 Commission des provisions nucléaires, le Groupe s'étant assuré que ces hypothèses demeurent les plus adéquates. L'évolution des provisions en 2017 est donc essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

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

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Ces marges sont estimées par le Groupe pour chaque catégorie de coût. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses tarifs.

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

18.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux 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. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est un scénario «mixte» : une partie du combustible, soit environ le quart du combustible total, est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

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

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,5%. Il tient compte d'une inflation de 2,0% (taux réel de 1,5%). Il est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historique et prospective, des taux de référence à long terme ;
- le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le

montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Ces éléments sont cependant établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvés par la Commission des provisions nucléaires.

Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne définit pas les modalités de gestion des déchets nucléaires. Suite à une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, le retraitement du combustible irradié a été suspendu. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter l'uranium et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à AREVA d'effectuer ce retraitement. Dans son avis de 2016, la Commission a recommandé que les actions nécessaires soient formellement initiées afin d'assurer la concrétisation du scénario de retraitement partiel.

Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de longue durée. Conformément à la Directive européenne, le gouvernement a rédigé en 2015 son programme national pour la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs. Ce programme doit encore faire l'objet d'un arrêté ministériel. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans l'argile de Boom, tel que préconisé dans le «plan déchets» de l'ONDRAF. Il n'y a pas, à ce jour, de site qualifié en Belgique pour l'enfouissement. Dans son avis de 2016, la Commission demande d'aboutir à un scénario reprenant un concept d'installations d'entreposage qui peut être considéré par les autorités comme susceptible de faire l'objet d'une autorisation.

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

Dans ce contexte, l'ONDRAF a décidé, le 9 février 2018, de proposer le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme de ces déchets. Lorsque le gouvernement, après avis de l'Agence fédérale de contrôle nucléaire (AFCN), aura entériné cette proposition, l'ONDRAF et toutes les parties concernées lanceront un processus décisionnel qui sera par ailleurs intégré dans les analyses de la CPN.

18.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

La stratégie de démantèlement 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 principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 3,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement ;
- la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations ;
- une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Les hypothèses retenues ont un impact majeur sur les coûts associés à leur mise en place. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

18.2.4 Sensibilité

Le solde des provisions pour aval du cycle s'établit à 5,9 milliards d'euros au 31 décembre 2017. L'engagement, exprimé en euros courants et estimé à la quote-part de combustible irradié à date, représente un montant de quelque 11,7 milliards d'euros.

Les provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique s'élèvent à 5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2017. L'engagement, exprimé en euros courants, représente un montant d'environ 7,5 milliards d'euros.

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de

150 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

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

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

18.3 Démantèlements des installations non nucléaires et reconstitution de sites

18.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

18.3.2 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 consolidée par intégration globale), la mine de charbon attenante est fermée depuis fin mars 2017.

Au 31 décembre 2017, la provision pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 446 millions d'euros (dont 282 millions d'euros au titre de la réhabilitation de la mine et 164 millions d'euros au titre des obligations de démantèlement de la centrale).

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et comprennent une réhabilitation de la mine visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme, la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, un suivi des incidences environnementales et des plans de remédiations associés ainsi qu'une surveillance du site réhabilité sur le long terme.

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

Les taux moyens d'actualisation retenus pour déterminer le montant de la provision s'élèvent respectivement à 4,26% et 4,14% pour les travaux de restauration de la mine et de démantèlement de la centrale.

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

18.4 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

18.5 Autres risques

Ce poste comprend notamment les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de réservation de capacité de stockage et transport (*cf. Note 8.5*).

NOTE 19 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

19.1.1 Régime spécial des Industries électriques et gazières (IEG) en France

Depuis le 1er 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 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont ENGIE SA, GRDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, ENGIE Thermique France, CPCU, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

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

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er 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 1er 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 2017, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,4 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 20 ans.

19.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, ENGIE CC et partiellement ENGIE Energy Management.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er 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 compagnie d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 14% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2017. La duration moyenne de ces régimes est de 9 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er 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 1er 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 1er 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 2017, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2017 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 31 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2016.

19.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le Groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2017 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 70 millions d'euros contre 69 millions d'euros en 2016.

19.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

19.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- l'avantage en nature énergie ;
- les indemnités de fin de carrière ;
- les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- les indemnités de capital décès.

Avantages à long terme :

- les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

19.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries électriques et gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime davantage 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 3,1 milliards d'euros au 31 décembre 2017. La duration de l'engagement est de 21 ans.

19.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

19.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

19.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'«allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

19.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 31 DÉCEMBRE 2015	**(5 785)**	**62**	**167**
Différence de change	(51)	(1)	-
Variations de périmètre et autres	46	(12)	-
Pertes et gains actuariels	(663)	(7)	2
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(411)	(44)	3
Charge de l'exercice des activités non poursuivies	(19)	-	-
Plafonnement d'actifs	41		-
Cotisations/prestations payées	420	76	(42)
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	13
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**(6 142)**	**101**	**159**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice, retraitée du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (*cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»*), s'élève à 477 millions d'euros en 2017 (460 millions d'euros en 2016). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone Euro représente 96% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2017 (contre 95% au 31 décembre 2016).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 327 millions d'euros au 31 décembre 2017, contre 3 469 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent un gain actuariel de 99 millions d'euros en 2017 et une perte actuarielle de 670 millions d'euros en 2016.

19.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés, ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2017				31 déc. 2016			
En millions d'euros		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									
Dette actuarielle début de période		**(7 944)**	**(3 731)**	**(556)**	**(12 232)**	**(7 197)**	**(3 394)**	**(530)**	**(11 121)**
Coût des services rendus de la période		(278)	(57)	(46)	(381)	(234)	(50)	(45)	(329)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(189)	(73)	(9)	(271)	(208)	(84)	(11)	(303)
Cotisations versées		(13)			(13)	(14)			(14)
Modification de régime		(7)			(7)	8			8
Variations de périmètre		3	1	5	9	(6)	(3)		(10)
Réductions/cessations de régimes		6			6	1			1
Événements exceptionnels			(2)		(2)				
Pertes et gains actuariels financiers		23	(53)	23	(8)	(825)	(261)	(15)	(1 102)
Pertes et gains actuariels démographiques		(195)	1	(8)	(201)	106	(51)	(2)	52
Prestations payées		498	129	46	673	434	113	46	594
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)		39	1		40	(8)	(1)		(8)
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(7 653)**	**(3 739)**	**(538)**	**(11 931)**	**(7 944)**	**(3 731)**	**(556)**	**(12 232)**
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 919**	**1**	**-**	**5 920**	**5 445**	**1**	**-**	**5 446**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		144			144	162			162
Pertes et gains actuariels financiers		321			321	361			361
Cotisations perçues		298	21		318	267			267
Variations de périmètre						1			1
Cessations de régimes		(9)	(1)		(10)				
Prestations payées		(441)	(21)		(461)	(352)			(352)
Transfert en «passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»		(222)			(222)				
Autres (dont écarts de conversion)		(105)			(105)	33			33
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 904**	**-**	**-**	**5 904**	**5 919**	**1**	**-**	**5 920**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(1 749)**	**(3 739)**	**(538)**	**(6 027)**	**(2 026)**	**(3 731)**	**(556)**	**(6 313)**
Plafonnement d'actifs		(14)			(14)	(42)			(42)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		**(1 763)**	**(3 739)**	**(538)**	**(6 041)**	**(2 067)**	**(3 731)**	**(556)**	**(6 354)**
TOTAL PASSIF		**(1 865)**	**(3 739)**	**(538)**	**(6 142)**	**(2 136)**	**(3 731)**	**(556)**	**(6 422)**
TOTAL ACTIF		**101**			**101**	**68**	**1**		**68**

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.
(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.
(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

19.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Juste valeur en début d'exercice	**130**	**167**
Produit d'intérêts des placements	*3*	*3*
Pertes et gains actuariels financiers	*13*	*2*
Rendement réel	16	5
Réductions/cessations de régime		
Cotisations employeurs	16	15
Cotisations employés		
Prestations payées	(3)	(14)
Autres		(43)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	**159**	**130**

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2017 et 2016 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Coûts des services rendus de la période	360	314
Pertes et gains actuariels (2)	(14)	17
Modifications de régimes	6	(8)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	2	(1)
Événements exceptionnels	1	1
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**355**	**324**
Charge d'intérêts nette	122	136
Total comptabilisé en résultat financier	**122**	**136**
TOTAL	**477**	**460**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).
(2) Sur avantages à long terme.

19.3.5 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis via une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

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

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

En %	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Actions	27	29
Obligations souveraines	24	17
Obligations privées	28	31
Actifs monétaires	3	10
Actifs immobiliers	2	4
Autres actifs	17	9
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2017.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4% en 2017.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2017 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ 6% en fonds de pension.

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

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	60	23	2	12	3	100
Obligations souveraines	72	26			1	100
Obligations privées	78	14	2	4	2	100
Actifs monétaires	69	6		23	2	100
Actifs immobiliers	91	8		2		100
Autres actifs	22	10	3	3	62	100

19.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Taux d'actualisation	Zone Euro	1,9%	1,7%	2,0%	2,0%	1,8%	1,5%	1,9%	1,8%
	Zone UK	2,6%	2,7%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone Euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,2%	3,3%	-	-	-	-	-	-

19.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

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

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

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 14%.

19.3.6.2 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 :

En millions d'euros	**Augmentation de 100 points de base**	**Diminution de 100 points de base**
Effet sur les charges		
Effet sur les engagements de retraite	7	(6)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2018 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2018, des cotisations de l'ordre de 227 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 85 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

19.4 Plans à cotisations définies

En 2017, le Groupe a comptabilisé une charge de 142 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (137 millions d'euros en 2016). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 Contrats de location-financement

20.1 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 :

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
En millions d'euros	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1re année	155	151	158	153
De la 2e à la 5e année comprise	334	306	539	493
Au-delà de la 5e année	27	20	32	22
TOTAL	**516**	**477**	**728**	**668**

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière *(cf. Note 15.2.1 «Dettes financières»)*, et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	Total	1re année	De la 2e à la 5e année	Au-delà de la 5e année
Dettes de location-financement	483	152	303	27
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	33	3	31	
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	**516**	**155**	**334**	**27**

20.2 Information sur les contrats de location-financement - ENGIE bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Wapda et NTDC (Uch – Pakistan), Bowin (Glow – Thaïlande) et Lanxess (Electrabel – Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Paiements minimaux non actualisés	1 013	1 116
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	27	46
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**1 041**	**1 163**
Produits financiers non acquis	**197**	**166**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**844**	**997**
dont valeur actualisée des paiements minimaux	*828*	*962*
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*16*	*35*

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés dans la Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

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

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Au cours de la 1re année	130	115
De la 2e à la 5e année comprise	456	450
Au-delà de la 5e année	427	552
TOTAL	**1 013**	**1 116**

NOTE 21 Contrats de location simple

21.1 Information sur les contrats de location simple - ENGIE preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement des méthaniers ainsi que divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2017 et 2016 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Loyers minimaux	(819)	(864)
Loyers conditionnels	(17)	(15)
Revenus de sous-location	(1)	
Charges de sous-location	(35)	(28)
Autres charges locatives	(95)	(179)
TOTAL	**(967)**	**(1 085)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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. 2017	31 déc. 2016
Au cours de la 1re année	609	611
De la 2e à la 5e année comprise	1 642	1 694
Au-delà de la 5e année	1 211	1 339
TOTAL	**3 463**	**3 644**

Au 31 décembre 2017, ils incluent 1 148 millions d'euros au titre des contrats (essentiellement navires méthaniers) portés par l'activité amont de gaz naturel liquéfié dont le processus de cession a été engagé. Au 31 décembre 2016, ils incluaient 103 millions d'euros au titre des contrats portés par les activités d'exploration-production non poursuivies. Les contrats portés par les activités non poursuivies E&P ne sont pas présentés au 31 décembre 2017.

21.2 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 2017 et 2016 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Loyers minimaux	307	388
Loyers conditionnels	22	24
TOTAL	**329**	**412**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 (1)
Au cours de la 1re année	286	335
De la 2e à la 5e année comprise	58	264
Au-delà de la 5e année	3	
TOTAL	**347**	**598**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

NOTE 22 Paiements fondés sur des actions

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

		Charge de la période	
En millions d'euros	**Note**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**
Offres réservées aux salariés (1)	22.2	1	2
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	22.3	36	36
Plans d'autres sociétés du Groupe		1	22
TOTAL		**38**	**60**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

22.1 Plans de stock-options (1)

En 2017, comme en 2016, 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. Il en a résulté l'annulation de 5 millions d'options :

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté *(en euros)*	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif	Solde à lever au 31 déc. 2016	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31 déc. 2017	Date d'expiration	Durée de vie restante
10 nov. 2009	4 mai 2009	10 nov. 2013	29,4	4 036		4 775 429	4 775 429		9 nov. 2017	-
TOTAL					**2 615 000**	**4 775 429**	**4 775 429**			

22.1.1 Link

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital ENGIE réservée aux salariés en 2017.

Les seuls impacts sur le résultat 2017 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés résultent des *Share Appreciation Rights*, correspondant à la juste valeur des *warrants* couvrant la dette à l'égard des salariés dans le cadre de certaines souscriptions au plan Link 2014. À ce titre, la charge de la période s'élève à 1 million d'euros.

22.2 Actions gratuites et actions de performance

22.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2017

Plan d'actions de performance ENGIE du 13 décembre 2017

Le Conseil d'Administration du 13 décembre 2017 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 2021, 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 2021, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2022, 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 six sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2017 et janvier 2021 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2019 et 2020.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 900 actions attribuées).

22.2.2 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 2017.

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
13 décembre 2017	14 mars 2021	14 mars 2022	14,7	0,7	4,6%	0,4	Oui	11,03
13 décembre 2017	14 mars 2021	14 mars 2021	14,7	0,7	4,6%	0,4	Oui	11,53
13 décembre 2017	14 mars 2021	14 mars 2021	14,7	0,7	4,6%	0,5	Non	12,58
13 décembre 2017	14 mars 2022	14 mars 2022	14,7	0,7	4,6%	0,4	Oui	10,88
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 13 décembre 2017								**11,64**

22.2.3 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. Les réductions de volume opérées en 2017 au titre de la non atteinte de conditions de performance ont concerné le plan d'actions de performance de décembre 2013. Il en a résulté un produit de 1 million d'euros.

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

22.2.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2017 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. 2017**	**31 déc. 2016**
Plans d'actions gratuites		5
Plans d'actions de performance	36	31
Dont charge de la période	*37*	*31*
Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance	*(1)*	
TOTAL	**36**	**36**

NOTE 23 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 24 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

23.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

23.1.1 Relations avec l'État français

Jusqu'au 10 janvier 2017, l'État détenait 32,76% du capital d'ENGIE lui conférant 5 représentants sur 19 au Conseil d'Administration. À cette date, l'État a cédé 4,1% du capital d'ENGIE dans le cadre d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Le 5 septembre 2017, l'État a de nouveau cédé 4,1% du capital d'ENGIE via un placement institutionnel accéléré, tout en cédant de manière concomitante à ENGIE une fraction de 0,46% de son capital. À l'issue de ces différentes opérations, l'État détient désormais 24,10% du capital et 28,07% des droits de vote d'ENGIE.

L'État dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Le 6 novembre 2015, l'État et ENGIE ont renouvelé le contrat de service public qui précise leur mise en œuvre, confortant ainsi les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- au titre de ses missions de service public, le Groupe réaffirme ses engagements en matière de sécurité d'approvisionnement, de qualité des relations avec la clientèle, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, de développement durable et de protection de l'environnement, ainsi qu'en matière de recherche ;
- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat confirme le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France issu du décret du 18 décembre 2009 (et qui prévoit notamment l'évolution des tarifs réglementés en fonction des coûts engagés), tout en précisant le cadre transitoire engendré par la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés.

23.1.2 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 1er 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 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

23.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 24 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 12 membres au 31 décembre 2017 (12 membres au 31 décembre 2016)

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Avantages à court terme	17	18
Avantages postérieurs à l'emploi	8	6
Paiements fondés sur des actions	6	5
Indemnités de fin de contrat		11
TOTAL	**31**	**40**

NOTE 25 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs

25.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2017	Variation du BFR au 31 déc. 2016 (1)
Stocks	(542)	502
Clients et autres débiteurs	521	(732)
Fournisseurs et autres créanciers	132	709
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	101	219
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	878	1 077
Autres	161	66
TOTAL	**1 251**	**1 842**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement en d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

25.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Stocks de gaz naturel, nets	1 423	1 169
Stocks d'uranium	575	581
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	650	384
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 507	1 522
TOTAL	**4 155**	**3 656**

25.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (8 492 millions d'euros) et les autres actifs non courants (567 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales. Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 75 millions d'euros au 31 décembre 2017 (69 millions d'euros au 31 décembre 2016) vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires.

Les autres passifs courants (14 756 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 009 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 26 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 2017 s'élève à 753 millions d'euros contre 1 133 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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.

26.1 Amérique Latine

26.1.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

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

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe (ce montant initial ayant été porté à 225 millions de dollars américains après rectification par le CIRDI). L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté ; cette sentence est ainsi devenue définitive. Le recours dans l'affaire de Santa Fe est toujours pendant.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – 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.

26.1.2 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 dysfonctionnement 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 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 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. Les deux procédures sont pendantes.

26.2 Benelux

26.2.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

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

26.2.2 Swap de capacités nucléaires avec E.ON

E.ON, via sa filiale PreussenElektra GmbH a déposé le 26 novembre 2014, une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale contre Electrabel. E.ON réclamait (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, soit 100 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.ON soit 199 millions d'euros plus les intérêts. Electrabel a contesté ces réclamations et a notamment introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, soit 120 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la taxe nucléaire allemande payée par Electrabel, soit 189 millions d'euros plus les intérêts.

Le 7 juin 2017, la cour constitutionnelle allemande a déclaré la taxe nucléaire allemande illégale.

Le tribunal arbitral a rendu sa sentence définitive le 21 décembre 2017 ; tant Electrabel qu'E.ON se voient ordonnés de rembourser les quotes-parts respectives des taxes belge et allemande. Après compensation et prenant en compte les intérêts, E.ON a payé à Electrabel le solde restant dû de 27,9 millions d'euros.

26.2.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Fin mars 2016, l'Administration fiscale a rejeté la réclamation introduite par ENGIE Energie Nederland Holding BV contre l'enrôlement au titre de l'exercice 2007. Le 5 mai 2016 un recours judiciaire a été introduit contre cette décision. Le montant total des impôts et intérêts de retard enrôlés au 31 décembre 2012 s'élève à 259 millions d'euros. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem.

26.3 France

26.3.1 La Compagnie du Vent

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

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

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

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

Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a entériné le 21 mars 2017 la transaction conclue par ENGIE, transaction qui ne constitue par ailleurs pas une reconnaissance de culpabilité. Le montant transactionnel de 100 millions d'euros a été payé par ENGIE. La décision de l'Autorité de la concurrence est définitive.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Énergie relative à de nouvelles allégations d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. Par décision du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a enjoint ENGIE, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, à exécuter certaines mesures conservatoires. Direct Énergie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Énergie de sa demande. Sur le fond, des engagements ont été proposés par ENGIE et approuvés par l'Autorité de la concurrence dans sa décision définitive du 7 septembre 2017.

26.3.3 Précompte

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

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

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France.

26.3.4 Tarifs réglementés du gaz naturel

Le 24 juin 2013, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit devant le Conseil d'État une requête en annulation du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel. L'ANODE soutient en substance que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

Le 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne se prononce à titre préjudiciel sur ces questions. La Cour de Justice de l'Union européenne a rendu son arrêt le 7 septembre 2016. Le 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 considérant qu'il était contraire au droit européen. Toutefois, compte tenu du risque d'insécurité juridique lié à cette annulation sur la période d'application de ce décret (2013-2015), le Conseil d'État a décidé que les effets produits par ce décret sont définitifs et qu'ainsi les contrats concernés ne peuvent pas être remis en cause.

26.4 Europe (hors France et Benelux)

26.4.1 Espagne - Punica

Dans la 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 ; il est prévu qu'elle soit clôturée au plus tard le 6 décembre 2018.

26.4.2 Hongrie - Arbitrage CIRDI

ENGIE, GDF International et ENGIE International Holdings ont déposé le 4 avril 2016 une requête en arbitrage devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI). En substance, le Groupe reproche à la Hongrie de ne pas avoir respecté ses obligations sous le Traité sur la Charte de l'Énergie en prenant diverses mesures fiscales et de régulation allant à l'encontre du principe de traitement juste et équitable et de l'interdiction d'expropriation rampante, et demande réparation du dommage subi. Par convention signée le 13 octobre 2017, ENGIE a initié la cession de ses activités de distribution de gaz à NKM, société hongroise détenue par l'État, et dont la finalisation est intervenue le 11 janvier 2018 (*cf. Note 27 «Événements postérieurs à la clôture»*). Le 21 novembre 2017, ENGIE et la Hongrie ont convenu de mettre fin à l'arbitrage CIRDI dès le closing de la vente. L'arbitrage a pris officiellement fin le 23 février 2018.

26.4.3 Italie - Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre des dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. L'audience préliminaire devant mener à une décision de renvoi ou non au Tribunal de Savone pour traitement au fond a débuté le 26 octobre 2017.

26.5 Infrastructures Europe

26.5.1 Accès aux infrastructures gazières

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 21 octobre 2009, le Groupe a soumis une proposition d'engagements qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

26.5.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 2 juin 2016, a (i) rappelé que le risque des impayés correspondant à la part «acheminement» du contrat avec le client final devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de distribution et (iii) enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel. La 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 1er 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. GRDF est par ailleurs en attente d'une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) sur le différend l'opposant à Direct Energie sur le même sujet.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu au régulateur de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. 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 1er janvier 2018.

26.5.3 Fos Cavaou

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

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

Le tribunal arbitral a rendu sa sentence le 13 février 2015. Conformément aux termes de la sentence, Fosmax LNG a, le 30 avril 2015, versé à STS une indemnité nette (intérêts compris) de 70 millions d'euros hors taxe. Le 18 février 2015, elle a cependant introduit, un recours en annulation de la sentence devant le Conseil d'État.

Par arrêt du 9 novembre 2016, le Conseil d'État a partiellement annulé la sentence arbitrale du 13 février 2015, considérant que Fosmax LNG pouvait légitimement mettre en régie les travaux. Fosmax LNG a mis en demeure STS de lui rembourser la somme de 36 millions d'euros, correspondant à la partie de l'indemnité indûment payée ; cette mise en demeure étant restée sans suite, Fosmax LNG a lancé une nouvelle procédure d'arbitrage CCI le 14 juin 2017.

26.6 Autres

26.6.1 Luxembourg - Procédure d'aide d'État

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

26.6.2 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.

NOTE 27 Événements postérieurs à la clôture

Cession des activités de distribution de gaz en 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 Közmuvek Zártköruen Muködö Résvénytársaság (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 l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

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

Le 15 janvier 2018, le Groupe a finalisé la cession de la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B, en Australie (*cf. Note 4.1.3*). Le Groupe a reçu un paiement de 0,7 milliard de dollars australiens (soit 0,5 milliard d'euros) correspondant au prix de cession de 100% des parts dans Loy Yang B, montant sur lequel une quote-part de 30% a été reversée à Mitsui sous forme de dividendes.

Le résultat de cession correspond pour l'essentiel au recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net, de l'ordre de 0,1 milliard d'euros). Cette transaction se traduit également par une diminution de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 0,6 milliard d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 0,3 milliard d'euros de Loy Yang B suite au classement en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2017, majoré du paiement de 0,3 milliard d'euros reçu au titre de la quote-part de 70% cédée).

Cession des activités d'exploration-production

Le 15 février 2018, le Groupe a finalisé la cession à Neptune Energy de sa participation de 70% dans EPI (*cf. Note 4.1.1*). Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 1,1 milliard de dollars américains (soit 1,0 milliard d'euros) correspondant au prix de cession de l'intégralité de ses parts.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités d'exploration-production depuis le 1er janvier 2018 se traduisent par une réduction de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 1,9 milliard d'euros, hors prise en compte de paiements complémentaires à percevoir ultérieurement.

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

Délibération de la Commission de Régulation de l'Énergie sur les paramètres de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 22 février 2018, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération fixant pour une durée de 2 ans les paramètres de la régulation des activités de stockage de gaz naturel en France. Cette délibération fait suite à la publication au journal officiel, le 31 décembre 2017, de la Loi sur la fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, qui prévoyait en son article 12 la mise en place de la régulation de ces activités. Les incidences de cette délibération sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2017 sont décrites en Note 8.2 «Pertes de valeur sur *goodwill* de l'UGT Storengy».

NOTE 28 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.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	**Deloitte & Associés**	**Réseau**	**Total**	**EY & Autres**	**Réseau**	**Total**	**Total**
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,2**	**8,2**	**13,3**	**6,0**	**4,3**	**10,4**	**23,7**
• ENGIE SA	2,3		2,3	2,9		2,9	5,3
• Entités contrôlées	2,8	8,2	11,0	3,1	4,3	7,4	18,5
Services autres que la certification des comptes	**0,7**	**2,1**	**2,8**	**1,3**	**2,0**	**3,3**	**6,1**
• ENGIE SA	0,6		0,6	1,1	0,1	1,2	1,7
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,4*		*0,4*	*0,3*		*0,3*	*0,7*
Dont autres missions d'audit	*0,2*		*0,2*	*0,8*		*0,8*	*1,0*
Dont missions de revue de contrôle interne							
Dont services de due diligence					*0,1*	*0,1*	*0,1*
Dont missions fiscales							
• Entités contrôlées	0,2	2,1	2,3	0,1	1,9	2,1	4,4
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires		*0,1*	*0,1*	*0,1*	*0,2*	*0,2*	*0,4*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	*0,6*	*0,8*	*0,1*	*0,5*	*0,6*	*1,4*
Dont missions de revue de contrôle interne		*0,3*	*0,3*				*0,3*
Dont services de due diligence		*0,5*	*0,5*		*0,3*	*0,3*	*0,8*
Dont missions fiscales		*0,5*	*0,5*		*1,0*	*1,0*	*1,5*
TOTAL	5,9	10,3	16,2	7,3	6,3	13,6	29,8

NOTE 29 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs Benelux, GEM & GNL et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, ENGIE Portfolio Management BV, IPM Energy Services BV, IPM Eagle Victoria BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

NOTE 30 Retraitement de l'information comparative

Le 11 mai 2017, le Groupe est entré en négociation exclusive avec Neptune Energy pour la vente de l'intégralité de sa participation de 70% dans ENGIE E&P International (EPI), filiale regroupant l'ensemble des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe (*cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»*).

En application d'IFRS 5, EPI est présenté dans le compte de résultat, l'état du résultat global et l'état de flux de trésorerie du Groupe comme une «activité non poursuivie». Sa contribution à chaque ligne de l'état de situation financière au 31 décembre 2017 est regroupée sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente».

Les états financiers publiés au 31 décembre 2016 ont été retraités comme suit :

30.1 Compte de résultat au 31 décembre 2016

En millions d'euros	31 déc. 2016 publié	Ajustements IFRS 5	31 déc. 2016 retraité
Chiffre d'affaires	66 639	(1 799)	64 840
Achats	(36 688)	68	(36 620)
Charges de personnel	(10 231)	235	(9 996)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 869)	646	(4 223)
Autres charges opérationnelles	(10 841)	434	(10 407)
Autres produits opérationnels	1 399	(108)	1 291
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**5 408**	**(524)**	**4 884**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	764	(12)	752
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 172**	**(536)**	**5 636**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	1 254	25	1 279
Pertes de valeur	(4 192)	157	(4 035)
Restructurations	(476)	25	(450)
Effets de périmètre	544		544
Autres éléments non récurrents	(850)		(850)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 452**	**(328)**	**2 124**
Charges financières	(2 245)	34	(2 210)
Produits financiers	865	24	889
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 380)**	**58**	**(1 321)**
Impôt sur les bénéfices	(909)	428	(481)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**163**	**158**	**322**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(158)**	**(158)**
RÉSULTAT NET	**163**		**163**
Résultat net part du Groupe	**(415)**	**-**	**(415)**
Dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(415)*	*111*	*(304)*
Dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe		*(111)*	*(111)*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**579**	**-**	**579**
Dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*579*	*47*	*626*
Dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		*(47)*	*(47)*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**(0,23)**	**(0,00)**	**(0,23)**
Dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*(0,23)*	*0,05*	*(0,19)*
Dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action		*(0,05)*	*(0,05)*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**(0,23)**	**(0,00)**	**(0,23)**
Dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*(0,23)*	*0,05*	*(0,19)*
Dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué		*(0,05)*	*(0,05)*

30.2 État du résultat global au 31 décembre 2016

En millions d'euros	31 déc. 2016 publié	Ajustements IFRS 5	31 déc. 2016 retraité
RÉSULTAT NET	**163**		**163**
Actifs financiers disponibles à la vente	146		146
Couverture d'investissement net	(86)		(86)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(250)		(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(641)	612	(30)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	386	(263)	123
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	108		108
Écarts de conversion	474	(73)	402
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(276)	(276)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**137**		**137**
Pertes et gains actuariels	(670)	(8)	(677)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	47	5	52
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	(50)		(50)
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		3	3
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	**(672)**		**(672)**
RÉSULTAT GLOBAL	**(371)**		**(371)**
Dont part du Groupe	*(946)*		*(946)*
Dont part des participations ne donnant pas le contrôle	*575*		*575*

30.3 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2016

En millions d'euros	31 déc. 2016 publié	Ajustements IFRS 5	31 déc. 2016 retraité
RÉSULTAT NET	**163**		**163**
Résultat net des activités non poursuivies		(158)	(158)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**163**	**158**	**322**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(764)	12	(752)
Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	469	(12)	457
Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	9 995	(743)	9 252
Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(676)	(48)	(724)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(1 254)	(25)	(1 279)
Autres éléments sans effet de trésorerie	41	(1)	40
Charge d'impôt	909	(428)	481
Résultat financier	1 380	(58)	1 321
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**10 263**	**(1 146)**	**9 117**
Impôt décaissé	(1 459)	562	(896)
Variation du besoin en fonds de roulement	**1 369**	**473**	**1 842**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	**10 174**	**(111)**	**10 063**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**111**	**111**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**10 174**		**10 174**
Investissements corporels et incorporels	(6 230)	940	(5 290)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(411)		(411)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(208)		(208)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(391)		(391)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	202	(50)	153
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	983		983
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 457		1 457
Cessions de titres disponibles à la vente	768		767
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		12	12
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	145	(3)	142
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	30		30
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	**(3 655)**	**899**	**(2 756)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(899)**	**(899)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(3 655)**		**(3 655)**
Dividendes payés	(3 155)		(3 155)
Remboursement de dettes financières	(4 760)	8	(4 752)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(257)		(257)
Intérêts financiers versés	(799)	(18)	(817)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	137		137
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(236)		(236)
Augmentation des dettes financières	2 994	(91)	2 904
Augmentation/diminution de capital	78	(87)	(9)
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée			
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(11)		(11)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(26)		(26)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	**(6 034)**	**(188)**	**(6 222)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**188**	**188**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(6 034)**		**(6 034)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	157	12	169
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		(12)	(12)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**642**		**642**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies			
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	**9 183**		**9 183**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	**9 825**		**9 825**

6

6.3 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

A l'assemblée générale des actionnaires de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes consolidés de la société ENGIE (la « Société » ou le « Groupe ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2017 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Conséquences comptables des changements de modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long-terme de gaz, de réservations de capacités de transport et stockage de gaz

[notes 13.1.5, 8.5, 16.1.1.2 et 18.5]

Point clé de l'audit

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers en Europe, le Groupe a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité midstream gaz (hors GNL). Au cours du second semestre 2017, les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long-terme de gaz, de réservations de capacités de transport et stockage gaz ainsi que d'un contrat d'échange d'électricité ont été modifiées. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés, dans un cadre de gestion des risques et de suivi de la performance applicables aux activités de trading.

En conséquence, à compter du 1er octobre 2017, date de mise en œuvre des nouvelles modalités de gestion, le Groupe :

- a étendu la comptabilité de juste valeur aux activités de gestion de la plupart des contrats d'approvisionnement long-terme gaz ;
- a requalifié un contrat d'échange d'électricité en contrat dérivé, désormais comptabilisé à la juste valeur par résultat ;
- a identifié des contrats devenus non nécessaires pour l'activité industrielle du Groupe et désormais qualifiés de déficitaires au regard des dispositions normatives, au sein de son portefeuille de contrat de réservations de capacités de transport et de stockage de gaz.

Au 31 décembre 2017, le montant comptabilisé dans le cadre de la mise en œuvre de ces nouvelles modalités de gestion au sein du résultat des activités opérationnelles s'élève à (1,2) milliards d'euros, dont 0,8 milliards d'euros de dotations aux provisions pour contrats déficitaires.

Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et des hypothèses et estimations retenues pour évaluer (i) la juste valeur des différents contrats et (ii) les provisions pour contrats déficitaires.

Notre réponse

Nos travaux ont principalement consisté à :

- examiner les nouvelles modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long-terme de gaz, des capacités de transport et stockage de gaz ainsi que d'un contrat d'échange d'électricité ;
- apprécier les traitements comptables appliqués par le Groupe aux différents contrats concernés et les procédures permettant d'identifier les éventuels contrats non nécessaires aux besoins du Groupe et qualifiés de déficitaires ;
- évaluer la pertinence des modèles d'évaluation des contrats au regard des dispositions normatives applicables ;
- examiner les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la juste valeur de certains contrats, apprécier la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et revoir les calculs effectués par le Groupe avec, pour les sujets les plus complexes, le support de nos experts en évaluation ;
- apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés.

Evaluation de la valeur recouvrable des goodwills et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 1.3.1.2, 1.4.8, 8.2 et 12]

Point clé de l'audit

Le Groupe détient :

- 17,3 milliards d'euros de goodwills, principalement alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) Benelux (4,2 Md€), GRDF (4 Md€), France BtoC (1 Md€), France Renouvelables (1 Md€), Generation Europe (0,6 Md€) et Storengy (0,2 Md€) ;
- 6,6 milliards d'euros d'immobilisations incorporelles et 57,7 milliards d'euros d'immobilisations corporelles ;

après la comptabilisation de 1,4 milliards d'euros de pertes de valeurs en 2017.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et par le Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie établie 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 2017-2040 approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés relatives aux perspectives de marché et à l'évolution du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser. En ce qui concerne les principales UGT goodwills, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses suivantes :

- s'agissant de l'UGT Benelux, l'évolution à long terme de la demande d'électricité et de gaz, de prix du CO2, de prix de l'électricité et des combustibles ainsi que l'évolution du cadre régulatoire relatif à la production nucléaire en Belgique au-delà de 2025 et aux conditions de prolongation des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà de leur durée de vie légale actuelle ;
- s'agissant de l'UGT France Renouvelables, les perspectives et les conditions de renouvellement des concessions hydroélectriques en France ;
- s'agissant de l'UGT Storengy, le tarif d'utilisation des sites de stockage et le montant attendu de la base des actifs régulés adoptés par la Commission de Régulation de l'Energie en 2018.

Ces évaluations sont par ailleurs sensibles aux taux d'actualisation à appliquer.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est déterminée quant à elle sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession.

Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des goodwills et des immobilisations incorporelles et corporelles, ainsi que les analyses de sensibilité correspondantes, comme un point clé de l'audit en raison de leur importance significative dans les comptes du Groupe et parce qu'elle nécessite l'utilisation d'hypothèses et d'estimations à apprécier dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économique à moyen terme.

Notre réponse

Nous avons revu la définition des UGT ainsi que l'allocation des goodwills aux différentes UGT.

Nous avons apprécié les dispositifs du Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et revu les calculs effectués par le Groupe avec, pour les sujets les plus complexes, le support de nos experts en évaluation.

Nos travaux ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme du Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO2, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard notamment des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons :
  - apprécié la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario long terme du Groupe ;
  - apprécié la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons vérifié les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en ayant recours à l'utilisation de spécialistes internes ;
- les analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires dont nous avons apprécié la pertinence ;
- l'appréciation du caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes, notamment sur les analyses de sensibilités réalisées par le Groupe.

Evaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique

[notes 1.3.1.3 et 18.2]

Point clé de l'audit

Le Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la loi belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société du Groupe, qui soumet tous les 3 ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN) un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie notamment sur l'avis émis par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier.

Les provisions, qui s'élèvent à respectivement 5,9 milliards d'euros pour la gestion du combustible nucléaire irradié et à 4,7 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires, sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel sur la base des éléments présentés dans le dossier triennal de Synatom approuvé par la CPN le 12 décembre 2016.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison de leurs montants et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment :

- s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement belge sur le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et sur la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ;
- s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires, l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier.

Au titre de l'exercice 2016 au cours duquel la dernière révision triennale des provisions est intervenue, nous avions revu les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN.

Nous avions examiné les bases sur lesquelles ces provisions ont été évaluées et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations et de taux d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie.

Notre réponse

Nos travaux avaient principalement consisté à apprécier :

- la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et régulatoire actuel et des choix de politique nucléaire restant à effectuer en Belgique ;
- la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par Synatom ;
- le niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié ;
- la concordance des volumes de combustible usé produits à date et des estimations de volumes de combustible usé restant à produire avec les données d'inventaires physiques et des données prévisionnelles du Groupe ;
- les modalités de détermination du taux d'actualisation retenu et sa cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Au titre de l'exercice 2017, nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- la cohérence des scénarios industriels retenus au regard des décisions prises ou des actions envisagées par le Groupe ou par les autorités et la concordance avec ces hypothèses des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements ;
- la cohérence du taux d'actualisation avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Evaluation des provisions pour litiges, réclamations et risques fiscaux

[notes 1.4.15.2, 18.4 et 26]

Point clé de l'audit

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation.

Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 26 en annexe.

Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.

Notre réponse

Nos travaux ont principalement consisté à :

- examiner les procédures mises en œuvre par le Groupe afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ;
- corroborer ces analyses par les confirmations des avocats ;
- apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par le Groupe ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes du Groupe. Nous avons également recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ;
- apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés

Estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz réalisées et non relevées (dit «énergie en compteur»)

[notes 1.3.1.6 et 7.1]

Point clé de l'audit

Le Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison ce qui conduit le Groupe à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2017, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 3,4 milliards d'euros.

Ces créances sont déterminées la base d'une estimation de la consommation client par client qui s'appuie sur des outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe pour déterminer le chiffre d'affaires réalisé et vérifier cette estimation a posteriori à partir des données de relèves reçues ultérieurement.

Les volumes ainsi estimés sont valorisés au « prix moyen de l'énergie » qui tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur.

Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.

Notre réponse

Les travaux que nous avons effectués en France et en Belgique ont principalement consisté à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et aux processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ;
- évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit.

Nous avons également:

- comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ;
- vérifié que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte son antériorité et les différentes typologies de clients ;
- analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie (qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux) préparé par la sociétéle Groupe ;
- apprécié l'apurement régulier du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ;
- apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Vérification des informations relatives au groupe données dans le rapport de gestion

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au groupe, données dans le rapport de gestion du conseil d'administration.

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

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2017, nos cabinets étaient dans la dixième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons un rapport au comité d'audit qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 15 mars 2018

Les commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Stéphane Pédron

6.4 Comptes sociaux

6.4.1 États financiers sociaux 342

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 346

NOTE 1 Règles et méthodes comptables 346

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices 350

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles 351

NOTE 4 Immobilisations financières 352

NOTE 5 Stocks et en-cours 358

NOTE 6 Créances 358

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement 359

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif 359

NOTE 9 Capitaux propres 360

NOTE 10 Provisions 361

NOTE 11 Dettes financières 363

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif 367

NOTE 13 Résultat d'exploitation 367

NOTE 14 Résultat financier 368

NOTE 15 Résultat exceptionnel 369

NOTE 16 Situation fiscale 369

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux) 371

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel 379

NOTE 19 Litiges 383

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées 385

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Adminstration et du Comité Exécutif 386

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture 386

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 386

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices 387

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2017 Brut	Amortissements et dépréciations	Net	31 déc. 2016 Publié Net	Retraitement Pro forma[1]	Pro forma Net
ACTIF IMMOBILISÉ								
Immobilisations incorporelles		3	1 482	1 040	442	420		420
Immobilisations corporelles		3	987	601	386	418		418
Immobilisations financières		4						
Titres de participation			70 683	4 489	66 194	66 440		66 440
Autres immobilisations financières			666	486	180	319		319
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I		**73 818**	**6 617**	**67 202**	**67 597**	-	**67 597**
ACTIF CIRCULANT								
Stocks et en-cours		5						
Gaz			801		801	700		700
Certificats d'Économie d'Énergie			116		116	119		119
Autres stocks et en-cours			76		76	20		20
Avances et acomptes versés sur commandes			**10**	-	**10**	**13**	-	**13**
Créances d'exploitation		6						
Créances clients et comptes rattachés			4 920	269	4 651	3 691		3 691
Autres créances			678		678	652		652
Créances diverses								
Comptes courants des filiales			6 185		6 185	3 077		3 077
Autres créances			3 130	15	3 114	1 314	7 182	8 496
Valeurs mobilières de placement		7	**2 293**	**70**	**2 223**	**1 570**	-	**1 570**
Disponibilités			**454**	-	**454**	**428**	-	**428**
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II		**18 664**	**355**	**18 309**	**11 584**	**7 182**	**18 766**
COMPTES DE RÉGULARISATION	III	8	**2 712**	-	**2 712**	**732**	**7 078**	**7 810**
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	IV		**307**	-	**307**	**645**	-	**645**
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)		**95 502**	**6 971**	**88 530**	**80 558**	**14 260**	**94 818**

(1) Retraitement pro forma relatif au changement de méthode lié à la première application du règlement ANC n° 2015-05 (cf. note 2).
N.B : Les valeurs figurant dans les tableaux sont généralement exprimées en millions d'euros. Le jeu des arrondis peut dans certains cas conduire à un écart non significatif au niveau des totaux ou des variations.

Passif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016 Publié	Retraitement Pro forma[1]	31 déc. 2016 Pro forma
FONDS PROPRES						
CAPITAUX PROPRES		9				
Capital social			2 435	2 435		2 435
Prime d'émission et prime de fusion			32 505	32 505		32 505
Écarts de réévaluation			41	42		42
Réserve légale			244	244		244
Autres réserves			313	295		295
Report à nouveau			566	2 691		2 691
Résultat net de l'exercice			1 421	448	(144)	304
Acompte sur dividende			(836)	(1 198)		(1 198)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	502	514		514
TOTAL CAPITAUX PROPRES	I		**37 191**	**37 976**	**(144)**	**37 832**
AUTRES FONDS PROPRES	II		**8**	**8**	**-**	**8**
TOTAL FONDS PROPRES	I+ II		**37 199**	**37 984**	**(144)**	**37 840**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III	10.1	**2 878**	**2 487**	**144**	**2 631**
DETTES		11				
DETTES FINANCIÈRES						
Emprunts			27 615	30 155	-	30 155
Dettes rattachées à des participations			4 400			
Comptes courants des filiales			1 612	50		50
Autres			627	503		503
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	IV		**34 254**	**30 708**	**-**	**30 708**
PASSIF CIRCULANT						
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			5	5		5
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			6 716	6 076		6 076
Dettes fiscales et sociales			1 065	1 079		1 079
Autres dettes			3 830	1 355	7 078	8 433
TOTAL PASSIF CIRCULANT	V		**11 617**	**8 515**	**7 078**	**15 593**
TOTAL DETTES	IV+V		**45 871**	**39 223**	**7 078**	**46 301**
COMPTES DE RÉGULARISATION	VI	12	**2 163**	**312**	**7 182**	**7 494**
ÉCARTS DE CONVERSION – PASSIF	VII		**420**	**552**	**-**	**552**
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)		**88 530**	**80 558**	**14 260**	**94 818**

(1) Retraitement pro forma relatif au changement de méthode lié à la première application du règlement ANC n° 2015-05 (cf. note 2).

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

6

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016 Publié	Retraitement Pro forma[1]	31 déc. 2016 Pro forma
Ventes d'énergie		18 339	15 776		15 776
Autre production vendue		2 246	2 163		2 163
CHIFFRE D'AFFAIRES	**13.1**	**20 585**	**17 939**		**17 939**
Variation de la production stockée					
Production immobilisée		10	11		11
PRODUCTION		**20 596**	**17 950**		**17 950**
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(10 441)	(9 303)		(9 303)
Autres achats		(3 620)	(2 238)		(2 238)
Autres charges externes		(6 595)	(6 757)		(6 757)
VALEUR AJOUTÉE		**(61)**	**(348)**		**(348)**
Subventions reçues		122	125		125
Impôts et taxes		(98)	(83)		(83)
Charges de personnel	13.2	(587)	(588)		(588)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**(624)**	**(895)**		**(895)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(136)	(168)		(168)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(368)	45	(144)	(99)
Transfert de charges		20	26		26
Autres charges		(250)	(260)		(260)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		**(1 358)**	**(1 252)**	**(144)**	**(1 396)**
RÉSULTAT FINANCIER	**14**	**3 849**	**1 294**	**-**	**1 294**
RÉSULTAT COURANT		**2 491**	**42**	**(144)**	**(102)**
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	**15**	**(2 072)**	**(266)**	**-**	**(266)**
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	**16.2**	**1 001**	**672**	**-**	**672**
RÉSULTAT NET		**1 421**	**448**	**(144)**	**304**

(1) Retraitement pro forma relatif au changement de méthode lié à la première application du règlement ANC n° 2015-05 (cf. note 2).

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

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2017	31 déc. 2016
Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	**3 592**	**616**
Variation des stocks		154	(293)
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		925	812
Variation des dettes fournisseurs		(668)	(1 073)
Variation des autres postes		(518)	242
Variation du besoin en fonds de roulement	2	**(107)**	**(312)**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1-2) = I	**3 698**	**928**
Immobilisations incorporelles et corporelles		191	234
Immobilisations financières		2 523	1 461
Variation des dettes d'investissement			
Investissements	1	**2 714**	**1 695**
Contributions de tiers		1	
Produits des cessions d'éléments d'actif		977	484
Réduction des immobilisations financières		158	20
Ressources	2	**1 135**	**504**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1-2) = II	**1 579**	**1 191**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I-II) = III	**2 120**	**(263)**
Augmentation et diminution de capital	1	-	-
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	2	**(2 049)**	**(2 397)**
Emprunts obligataires		3 952	
Emprunts long terme Groupe		4 400	
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		20	1 743
Appel au marché financier	3	**8 372**	**1 743**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(6 006)	(2 851)
Remboursements	4	**(6 006)**	**(2 851)**
FINANCEMENT	(1+2+3+4) = IV	**317**	**(3 505)**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III+IV) = V	**2 437**	**(3 768)**

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

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2017 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03, n° 2015-05 et n° 2015-06, et des méthodes d'évaluation décrites ci-après.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification qui déroge au Plan Comptable Général donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

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 de la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés notamment pour les tests de perte de valeur. Cet environnement a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans ses évaluations.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, ENGIE SA révise 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 ENGIE SA pour l'établissement des états financiers portent principalement sur :

- L'évaluation des titres de participation

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

- La valorisation des instruments financiers

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05, les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces contrats dérivés ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision ; et celle-ci est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent ; que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert.

- L'évaluation des provisions pour risques et charges.

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

- L'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan.

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

- Le chiffre d'affaires en compteur.

  Le chiffre d'affaires réalisé sur les engagements de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

  Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, ENGIE SA est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives ne sont parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé.

  Toutefois, ENGIE SA 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, l'énergie livrée non relevée et non facturée dite «Énergie en compteur» est déterminée 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. Elle est valorisée au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amorties sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle génèrera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- constructions : de 20 à 60 ans ;
- autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, ou d'y exercer une influence notable ou qui permettent d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (DCF et DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

En application du règlement n° 2015-06 de l'ANC – article 9, le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence des titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Figurent essentiellement dans ce compte, les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

Un 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 sommes versées à ce prestataire sont inscrites en «autres titres immobilisés». Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

ENGIE SA comptabilise les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) selon le modèle «économie d'énergie» ; les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie.

Le passif est éteint par :

- la réalisation de dépenses d'économie d'énergie ayant la nature de charges du cycle de production permettant l'obtention des certificats, ou ;
- l'achat des certificats, ou ;
- le versement au Trésor public prévu à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Entrées en stocks : les certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie sont entrés pour leur coût de production. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré.

Sorties de stocks : la sortie des certificats s'exerce au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie qui vaut consommation de leur unité de compte ou/et lors de leur cession. Les plus-values et moins-values de cessions sont comptabilisées en résultat d'exploitation.

À la clôture :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économie d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou par des cessions ;
- un passif sera comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économies d'énergie, correspondant au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Ce passif sera éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économie d'énergie ayant la nature de charges permettant l'obtention de certificats ou par l'achat des certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017. Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité (certificats) à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité, de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des certificats/garanties de capacité qu'ils peuvent revendre sur le marché de capacité supporté par une plateforme dédiée gérée par l'organisme européen EPEX Spot.

Pour échanger la capacité relative à 2017, deux sessions de ventes aux enchères (le 15 décembre 2016 et le 27 avril 2017) ont été organisées par EPEX Spot pour des volumes respectifs de 22,6 GW et 0,5 GW.

ENGIE SA est obligée à la fois en tant que fournisseur d'électricité et en tant qu'exploitant de capacités de production.

En l'absence de règlement ANC spécifique, ENGIE SA applique aux certificats de capacité les dispositions du traitement comptable des CEE acquis pour le cycle de production.

Entrées en stock : le stock est valorisé selon les coûts exposés au titre de la période pour l'acquisition ou l'obtention des certificats, conduisant à la détermination d'un CMUP du stock.

Sorties de stock : les certificats font l'objet d'une sortie de stock lors de leur restitution dans le cadre du mécanisme de rééquilibrage à la baisse.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non relevée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non.

Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés non relevés et non facturés dits «Énergie en Compteur» sont déterminées 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. Elles sont valorisées 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. L'estimation de 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.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont nettées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés. Au 31 décembre 2017, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 1 683 millions d'euros.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives au gaz livré non facturé est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et Suez SA ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives à l'état des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achat accordées. Elle est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur d'achat des titres, déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provision uniquement les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par Suez SA au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du CNC n° 2005-C et en application de la méthode retenue par ENGIE SA telle que décrite ci-avant, ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (cf. note 17).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des «unités de crédit projetées». La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date

d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le Conseil National de la Comptabilité (CNC), les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en «comptes de régularisation» et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire à compter du 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en «écart de conversion» pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

L'article 66 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 a instauré un Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Il est comptabilisé en réduction de la charge d'impôt au crédit du compte d'impôt sur les bénéfices.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

- Dans le cadre du projet de réorganisation de son siège, ENGIE SA a lancé un plan de départs volontaires pour lequel un accord a été signé le 20 juillet 2017. Cet accord a été validé par la Direction régionale des entreprises, de la concurrence, de la consommation, du travail et de l'emploi (DIRECCTE) le 22 septembre 2017.
- En 2017, l'Agence des participations de l'État (APE) a cédé une partie de sa participation dans ENGIE SA :
  - en janvier 2017 : environ 4,1% du capital ;
  - en septembre 2017 : environ 4,5% du capital, dont 10% (soit 0,46%) cédés directement à ENGIE SA.

  Ces cessions ont pris la forme de placement privé auprès d'investisseurs institutionnels (excepté pour les 0,46%).

  Conformément aux dispositions de la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, ces 10% de titres acquis à l'État seront proposés aux salariés et anciens salariés d'ENGIE SA.

Comparabilité des exercices

Le changement de méthode relatif à la première application du règlement ANC n° 2015-05, réalisée de manière rétrospective, se traduit dans les comptes d'ENGIE SA par une diminution des capitaux propres de 144 millions d'euros au 1er janvier 2017.

De fait, les notes aux comptes sociaux d'ENGIE SA ont été aménagées conformément aux dispositions de ce règlement pour présenter les données comparatives 2016 pro forma, détaillées dans les notes concernées.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2017
Incorporelles	**1 442**	**148**	**(104)**	**(5)**	**1 482**
Applications informatiques	929		(103)	154	981
Autres	365		(1)		364
En-cours	148	148		(159)	137
Corporelles	**1 071**	**45**	**(134)**	**5**	**987**
Terrains	36		(1)		35
Constructions	519	2	(32)	14	504
Installations techniques	244	1	(4)	16	256
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	183		(88)		95
Autres	37		(9)	3	31
En-cours[1]	53	42		(28)	67
Avances et acomptes					
TOTAL	**2 513**	**193**	**(238)**		**2 469**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2017
Incorporelles	**808**	**134**	**(101)**	**842**
Applications informatiques	691	111	(101)	702
Autres	117	23		140
Corporelles	**638**	**48**	**(103)**	**584**
Terrains				
Constructions	379	18	(26)	371
Installations techniques	113	14	(4)	123
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	117	13	(66)	65
Autres	29	3	(7)	25
En-cours				
TOTAL	**1 446**	**182**	**(204)**	**1 425**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2017
Immobilisations incorporelles	214	5	(20)	198
Immobilisations corporelles	15	15	(12)	18
TOTAL	**229**	**20**	**(32)**	**216**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016
Dotations aux amortissements d'exploitation	**161**	**153**
Dotation aux amortissements linéaires	159	150
Dotation aux amortissements dégressifs	2	1
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement		2
Dotations aux amortissements exceptionnels	**40**	**15**
Reprises sur amortissements et dépréciations	**-**	**(1)**

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2017	Valeurs nettes au 31 déc. 2016
Incorporelles	**1 482**	**(842)**	**(198)**	**442**	**420**
Applications informatiques	981	(702)	(4)	275	238
Mali technique					
Autres	364	(140)	(194)	31	34
En-cours	137			137	148
Corporelles	**987**	**(584)**	**(18)**	**385**	**418**
Terrains	35		(1)	34	34
Constructions	504	(371)	(17)	116	126
Installations techniques	256	(123)		133	131
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	95	(65)		30	66
Autres	31	(25)		6	8
En-cours	67			67	53
Avances et acomptes	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2 469**	**(1 426)**	**(216)**	**828**	**838**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2017
Titres de participation	**69 393**	**2 208**	**(921)**	**3**	**70 683**
Titres de participation consolidés	68 785	2 197	(921)	3	70 063
Titres de participation consolidés – Mali techniques[1]	285				285
Titres de participation non consolidés	323	11			334
Autres immobilisations financières	**773**	**1 051**	**(1 159)**	**-**	**666**
Autres titres immobilisés	43	257	(261)		39
Créances rattachées à des participations	681	34	(148)		567
Prêts	15	10	(11)		14
Autres immobilisations financières	34	750	(739)		46
TOTAL	**70 166**	**3 259**	**(2 080)**	**3**	**71 349**

(1) Mali techniques issus de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en note 4.4.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2017 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- la distribution par Electrabel des titres Electrabel France pour 1 641 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital de SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) pour 244 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Business pour 80 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE China Investment Company pour 9 millions d'euros ;
- la cession des titres Elengy à la filiale GRTgaz pour 129 millions d'euros ;
- la liquidation de la société NNB Development pour -141 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2017
Titres de participation consolidés	2 628	2 034	(435)		4 227
Titres de participation consolidés Mali techniques[1]	93	31	(93)		31
Titres de participation non consolidés	232		(1)		231
Autres titres immobilisés	4	2			6
Créances rattachées à des participations	449	30			479
Prêts	1				1
TOTAL	**3 407**	**2 097**	**(529)**		**4 975**

(1) Mali techniques issus de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- Les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 1 401 millions d'euros (dont 31 millions d'euros de mali technique) ;
  - Storengy pour 278 millions d'euros ;
  - Cogac pour 284 millions d'euros ;
  - ENGIE China Investment Company pour 58 millions d'euros ;
  - ENGIE Management Company pour 22 millions d'euros ;
  - ENGIE IT pour 15 millions d'euros,
- Les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - NNB Development pour 111 millions d'euros ;
  - SUEZ anciennement SUEZ Environnement (mali technique) pour 93 millions d'euros.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2017	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2017	Valeurs nettes au 31 déc. 2016
Titres de participation	**70 683**	**(4 489)**	**66 194**	**66 440**
Titres de participation consolidés	70 063	(4 227)	65 836	66 157
Titres de participation consolidés – Mali techniques[1]	285	(31)	255	192
Titres de participation non consolidés	334	(231)	103	91
Autres immobilisations financières	**666**	**(486)**	**180**	**319**
Autres titres immobilisés	39	(6)	34	39
Créances rattachées à des participations	567	(479)	88	232
Prêts	14	(1)	12	14
Autres immobilisations financières	46		46	34
TOTAL	**71 349**	**(4 975)**	**66 374**	**66 759**

(1) Mali techniques issus de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

En millions d'euros	% détention	Valeur nette comptable	Quote-part valeur liquidative	Plus-value latente	Méthode d'évaluation
Electrabel (yc mali technique)	99,13%	32 747	32 747		Valeur d'utilité – DCF
GRDF	100,00%	8 405	10 499	2 094	Valeur d'utilité – DCF
ENGIE Finance	100,00%	5 567	5 604	37	Valeur intrinsèque
GDFI	100,00%	3 972	5 672	1 700	Valeur intrinsèque
ENGIE Energie Services (yc mali technique)	100,00%	2 933	5 297	2 364	Valeur d'utilité – DCF
Storengy	100,00%	2 388	2 388		Valeur d'utilité – DCF
SUEZ (yc mali technique)	31,96%	2 820	3 028	208	Valeur de rendement
GRTgaz	75,00%	2 240	3 837	1 597	Valeur d'utilité – DCF
Cogac	100,00%	1 750	1 750		Valeur intrinsèque
Electrabel France	100,00%	1 641	1 641		Valeur intrinsèque
Genfina	100,00%	1 289	1 289		Valeur intrinsèque
ENGIE New Business	100,00%	90	90		Valeur intrinsèque
ENGIE New Ventures	100,00%	68	68		Valeur intrinsèque
GIE ENGIE Alliance	100,00%	62	62		Valeur intrinsèque
SFIG	98,61%	57	67	10	Valeur intrinsèque
Autres		165	669	504	
TOTAL		**66 194**	**74 708**	**8 514**	

La valeur d'utilité des titres de participations mentionnés dans le tableau ci-dessus est déterminée par référence :

- à la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement. Elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- à la moyenne de rendement pour les sociétés cotées en Bourse, notamment Suez. Elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- aux flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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 2021-2040. Ces projections constituant le scénario de référence Groupe ont été approuvées en décembre 2017. 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 CO_2 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 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 CO_2 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 CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

Electrabel

Pour Electrabel, dont la valeur comptable représente plus de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de sa valeur d'utilité concernent :

- L'évolution du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- L'évolution de la demande de gaz et d'électricité ;
- L'évolution des prix de l'électricité ;
- L'évolution des taux de change ; et
- Les taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- Activités de production et de vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique ;
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique , Pays-Bas, Italie, Grèce, Espagne, Portugal, Australie, Thaïlande, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient, Pakistan ;
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Pologne, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Canada, Chili, Mexique.
- Activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Australie, Thaïlande, Singapour ;
- Activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

Storengy

Storengy exploite et commercialise des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France et via ses participations en Allemagne et au Royaume-Uni.

Les activités de stockage en France ont été affectées d'une part par le changement du cadre régulatoire en France, et d'autre part par la révision à la baisse des prévisions sur les *spreads* à long terme en Allemagne.

En France, la loi sur la fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, publiée au journal officiel le 31 décembre 2017, prévoit dans l'article 12 la mise en place de la régulation des activités de gaz naturel en France.

À l'issue des consultations initiées par les pouvoirs publics avec les différents acteurs (opérateurs de stockage, fournisseurs de gaz naturel en France), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a, par sa délibération du 22 février 2018, fixé les paramètres de la régulation mise en place pour une durée de 2 ans :

- Le montant de la Base des Actifs Régulés (BAR), correspondant à la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de stockage ;
- Le taux de rémunération garanti par le régulateur ;
- Le niveau de revenu pour l'année 2018.

Le périmètre de la régulation comprend l'ensemble des sites de stockage, mais celui-ci pourrait être revu ultérieurement lors de la mise à jour de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

L'évaluation de la valeur d'utilité de la participation d'ENGIE SA dans Storengy a été calculée à partir des éléments suivants :

- France : des prévisions de flux de trésorerie sur la période 2018-2023 et une estimation de la valeur terminale correspondant au montant attendu de la Base des Actifs Régulés sans prime fin 2023 ;
- Allemagne : des prévisions de flux de trésorerie établies jusqu'en 2025, date à laquelle le Groupe estime que les *spreads* saisonniers auront atteint leur prix d'équilibre à long terme et une estimation de la valeur terminale déterminée en 2026.

4.4 Filiales et participations

En millions d'euros	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31 déc. 2017
Raison sociale			
A - Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros			
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)			
Aguas Provinciales de Santa Fe (Données en monnaie locale d'opération)	4	(168)	64,19%
Celizan	-	-	100,00%
Cogac	1 287	(96)	100,00%
Ecometering	22	(17)	99,00%
Electrabel	4 640	16 436	99,13%
Electrabel France	532	392	100,00%
ENGIE Alliance	100	(52)	64,00%
ENGIE China Invest Company	35	(13)	100,00%
ENGIE Energie Services	699	370	100,00%
ENGIE Finance	5 460	288	100,00%
ENGIE IT	45	(69)	100,00%
ENGIE Management Company	63	(75)	100,00%
ENGIE New Business	90	(2)	100,00%
ENGIE New Ventures	49	12	100,00%
ENGIE Rassembleur d'Energies	50	(4)	100,00%
GDF International	3 972	458	100,00%
Genfina	1 750	(467)	100,00%
GRDF	1 801	2 777	100,00%
GRTgaz (hors Elengy)	619	3 791	74,78%
SFIG	55	8	98,61%
Sopranor	-	5	100,00%
Storengy	345	1 205	100,00%
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)			
Aguas Argentinas	15	(467)	48,19%
SUEZ (anciennement SUEZ Environnement)	2 258	5 321	31,96%
B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. Filiales non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
2. Participations non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
TOTAL			

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2017		Montant des prêts et avances consentis par ENGIE SA	Montant des cautions et avals fournis par ENGIE SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net ou perte du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par ENGIE SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu (comptes provisoires non certifiés)
Brut	Provisions						
39	(39)	78	-	-	(65)	-	12/2016
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2017
2 434	(684)	-	-	-	(251)	-	12/2017
38	(34)	-	-	15	-	-	12/2017
34 148	(1 401)	-	-	10 575	(1 361)	1 641	12/2016
1 641	-	-	-	46	131	-	12/2017
62	-	-	1 000	-	(52)	-	12/2017
95	(73)	-	-	-	(13)	-	12/2017
2 933	-	-	-	2 248	172	450	12/2017
5 567	-	5 829	-	670	211	389	12/2017
78	(78)	-	-	262	(42)	-	12/2017
115	(115)	-	-	163	(32)	-	12/2017
90	-	-	-	-	(1)	-	12/2017
72	(4)	-	-	-	(2)	-	12/2017
50	(1)	-	-	-	(1)	-	12/2017
3 972	-	88	-	-	127	87	12/2017
2 627	(1 338)	-	-	-	8	-	12/2017
8 405	-	-	-	3 562	150	1 007	12/2017
2 240	-	-	-	1 865	200	286	12/2017
57	-	-	-	23	2	1	12/2017
245	(240)	-	-	-	-	-	12/2017
2 666	(278)	-	-	767	(38)	83	12/2017
145	(145)	354	-	-	(237)	-	12/2016
2 820	-	-	-	71	463	119	12/2016
55	(21)	-	-	-	-	110	
19	-	-	-	-	-	-	
64	(14)	-	-	-	-	41	
-	-	-	-	-	-	-	
28	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
70 736	**(4 496)**					**4 214**	

6

NOTE 5 Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2016	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2017
Gaz naturel	700	1 120	(1 019)	801
Certificats d'Économie d'Énergie	119	119	(122)	116
Autres stocks et en-cours	20	56		76
TOTAL	**839**	**1 295**	**(1 141)**	**993**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2017 est en nette augmentation (+101 millions d'euros) par rapport à fin décembre 2016.

Cette variation s'explique principalement par une hausse des quantités stockées en gaz naturel liquéfié.

5.2 Certificats d'Économie d'Énergie

L'objectif national d'économie d'énergie pour la troisième période triennale, du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017, est en forte progression : il a été fixé à 700 TWh sur 3 ans pour l'ensemble des vendeurs. En application du décret n° 2014-1668, l'obligation annuelle d'ENGIE SA est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,153 kWh cumac*/kWh vendu pour le gaz naturel et 0,238 pour l'électricité (*cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement).

Une obligation supplémentaire de 150 TWh pour la période 2016-2017 de CEE dits «précarité» a été instaurée par l'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cette nouvelle obligation est répartie entre les vendeurs d'énergie au prorata des obligations existantes d'économie d'énergie.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéanciers des créances

		Degré de liquidité		
En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2017	À fin 2018	De 2019 à 2023	2024 et au-delà
Actif immobilisé	**666**	**26**	**71**	**570**
Créances rattachées à des participations	567	25	67	476
Prêts	14	1	4	9
Contrats de liquidité				
Autres immobilisations financières	85			85
Actif circulant	**14 923**	**14 790**	**57**	**76**
Créances clients et comptes rattachés[1]	4 920	4 878	42	
Comptes courants des filiales	6 185	6 185		
Autres créances d'exploitation	678	677		
Autres créances	3 130	3 039	15	76
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	10	10		
TOTAL	**15 589**	**14 815**	**127**	**646**

(1) Le Gaz en compteur net des avances reçues des clients mensualisés s'élève à 484,5 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 220,6 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'électricité en compteur net des avances reçues des clients mensualisés s'élève à 153,3 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 98,8 millions d'euros au 31 décembre 2016.

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2017
Autres créances d'exploitation	299	101	(132)	269
Créances diverses	15			15
Valeurs mobilières de placement	115		(44)	70
TOTAL	**429**	**101**	**(176)**	**355**

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2017	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2017	Valeurs nettes au 31 déc. 2016
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	883	(70)	812	634
OPCVM	968		968	675
Dépôts à terme	443		443	261
TOTAL	**2 293**	**(70)**	**2 223**	**1 570**

Le stock de titres d'autocontrôle se décompose en deux catégories :

- les actions non encore affectées à un plan futur (513 millions d'euros). Le cours moyen des vingt dernières cotations de l'exercice de ces actions étant en dessous du cours d'acquisition, une dépréciation a été constatée pour 70 millions d'euros ;
- les actions affectées à un plan (370 millions d'euros). Ces actions sont conservées à leur coût d'acquisition et font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. note 10.1.2).

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016 Publié	Au 31 déc. 2016 Pro forma[1]	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2017
Primes de remboursement des emprunts	132	132	36	(24)	144
Frais d'émission d'emprunt à étaler	63	63		(13)	50
Instruments financiers	537	7 615	2 480	(7 577)	2 518
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**732**	**7 810**	**2 516**	**(7 614)**	**2 712**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**645**	**645**	**307**	**(645)**	**307**

(1) Retraitement pro forma relatif au changement de méthode lié à la première application du règlement ANC n° 2015-05 (cf. note 2).

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- Les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- Les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- L'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture de dettes en devise.

L'application du règlement ANC n° 2015-05 a généré une augmentation de la valorisation des instruments financiers dérivés au 1er janvier 2017 pour un montant de 7 078 millions d'euros. Au titre de l'exercice 2017, la variation de la juste valeur des instruments financiers s'élève à -4 914 millions d'euros.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes converties dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 Capitaux propres

9.1 Capital social - actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	**2 435 285 011**

Au cours de l'exercice 2017, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 18 384 410 actions et des cessions cumulées de 19 384 410 actions ayant généré une plus-value nette de 838 millions d'euros. Au 31 décembre 2017, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. note 9.3), ENGIE SA détient, au 31 décembre 2017, 46 858 019 actions propres.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 déc. 2016 publié	**37 976**
Changement de méthode au 1er janvier 2017 en application du règlement ANC n° 2015-05 (Note 2)	(144)
Capitaux propres au 31 déc. 2016 pro forma	**37 832**
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(2 049)
Provisions réglementées	(13)
Résultat	1 421
Capitaux propres au 31 déc. 2017	**37 191**

ENGIE SA a versé en 2017 :

- au titre de l'exercice 2016, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2016, soit 0,50 euro par action pour un montant total de 1 198 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement du dividende pour 18 millions d'euros. Le dividende total 2016 s'élève à 1 euro par action, pour un montant total de 2 416 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,10 euro par action pour un montant total de 14 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2017 de 0,35 euro par action, payable en numéraire, pour un montant total de 836 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Les plans d'options d'achat d'actions ont pour but d'associer les cadres dirigeants et supérieurs, ainsi que des cadres à haut potentiel au développement futur de l'entreprise et à la création de valeur pour l'actionnaire. Les conditions d'octroi ainsi que la liste des bénéficiaires sont arrêtées par le Conseil d'Administration conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale. Une partie des options allouées a été remplacée par une attribution d'actions gratuites qui concerne une population plus large que les bénéficiaires d'options.

Au cours de l'exercice 2017, ENGIE SA a attribué à certains salariés du Groupe ENGIE, 5 427 223 actions gratuites.

En 2017, ENGIE SA a livré 736 866 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en-cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de *turn-over*, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 16 632 263 actions au 31 décembre 2017.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2017, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 46 858 019 au 31 décembre 2017, pour un montant total de 813 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2017 ressort à 672 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période (en millions d'euros) 2017	2016
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 05 décembre 2012	214 300	186 100	25,34	(5,18)	(66,70)
Plan ENGIE 27 février 2013	5 435	5 435	25,34	(0,13)	-
Plan ENGIE 11 décembre 2013	1 828 278	435 452	25,07	(54,05)	19,30
Plan ENGIE 26 février 2014	44 356	44 120	24,53	(1,02)	0,40
Plan ENGIE 10 décembre 2014	3 108 734	-	24,72	22,34	22,80
Plan LINK Abondement 10 décembre 2014	110 117	-	24,53	0,75	0,40
Plan ENGIE 25 février 2015	136 606	65 759	24,53	(0,99)	1,40
Plan ORS 2015 10 décembre 2015	80 062	-	24,53	0,53	0,30
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 078 468	-	24,53	23,41	20,10
Plan ENGIE 24 février 2016	124 328	-	24,94	1,37	1,00
Plan ENGIE 14 décembre 2016	4 903 711	-	20,18	30,30	1,40
Plan ENGIE 01 mars 2017	139 948	-	22,26	1,09	-
Plan ENGIE 13 décembre 2017	4 888 789	-	19,93	1,48	-
TOTAL	**18 663 132**	**736 866**		**19,91**	**0,40**

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2017
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	20	5	(6)		2	21
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	248	85	(68)		(2)	263
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	22		(12)			11
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 326	111	(195)			1 242
Risques sur filiales	17	37	(1)			52
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	854	963	(630)	(42)	144	1 288
TOTAL	**2 487**	**1 201**	**(912)**	**(42)**	**145**	**2 878**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2017 s'élèvent à 21 millions d'euros contre 20 millions d'euros en 2016. Elles concernent la remise en état des sites ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé, et couvrent notamment les obligations de mise en sécurité des sites (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air...) en l'état actuel de leur utilisation ; ainsi que la remise en état des locaux de La Défense et de Lyon (Monolyte).

En 2015, a été mis en place un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur 5 ans qui comportait 236 sites non stratégiques.

Dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien, une provision pour coût de démantèlement est constatée au passif avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Reclassement	Au 31 déc. 2017
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	12	5	(6)			11
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	8			2		10
TOTAL	**20**	**5**	**(6)**	**2**		**21**

Au 31 décembre 2017, la provision pour remise en état de sites se décompose de la manière suivante :

- provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 6 millions d'euros ;
- provision antérieure : 4 millions d'euros.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Les engagements de retraites sont couverts par des fonds assurantiels. Au 31 décembre 2017, les provisions correspondantes s'élèvent à 7 millions d'euros.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 17 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 80 millions d'euros.

Les provisions pour engagements de retraites et autres avantages apportées par Suez SA lors de la fusion-absorption en 2008 sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ni de désactualisation.

Le montant total de ces provisions s'élève à 103 millions d'euros au 31 décembre 2017. La note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 30 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2017, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 156 millions d'euros contre 135 millions d'euros au 31 décembre 2016.

En 2017, ENGIE SA a constaté une dotation de 83 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 62 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

Suite aux différents contrôles fiscaux, ENGIE SA a doté plusieurs provisions pour risques fiscaux.

À la clôture de l'exercice 2017, la provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 11 millions contre 22 millions d'euros au 31 décembre 2016. Elle concerne les contrôles fiscaux relatifs aux exercices 2013-2014, et porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Au 31 décembre 2017, les autres provisions, relatives aux redressements des autres contributions et taxes (TVA, effort construction, CVAE...) s'élèvent à 8 millions d'euros.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2017, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 111 millions d'euros et repris un montant de 32 millions d'euros, conduisant à un solde de 525 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisant partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce suramortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2017, 105 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2016 était également de 105 millions d'euros.

Une reprise de 57 millions d'euros relative à la baisse des taux de l'impôt sur les sociétés de 2018 à 2022 a été enregistrée.

Au 31 décembre 2017, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 242 millions d'euros dont 717 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Ce poste recouvre principalement les provisions pour risques sur autres tiers, les provisions pour litiges et les provisions pour risques de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE SA a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017 une nouvelle organisation a été mise en place afin de faire évoluer les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion de portefeuille. L'impact comptable initial de ce changement s'élève à -678 millions d'euros.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2017 s'élèvent à 1 288 millions d'euros contre 854 millions d'euros en 2016.

Le solde des provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2017 concerne principalement les contrats de réservation de capacités qualifiés de déficitaires pour 981 millions d'euros, les provisions pour litiges pour 32 millions d'euros, les provisions pour risques filiales pour 52 millions d'euros, les provisions pour restructuration pour 133 millions d'euros, les provisions pour risques sur perte de change pour 29 millions d'euros et les provisions pour risques de taux pour 56 millions d'euros.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31 déc. 2017
Provisions réglementées	**512**	**228**	**(241)**	**499**
Amortissements dérogatoires	397	228	(198)	426
Provision pour hausse de prix	115		(43)	73
Provision pour investissement				
Subventions d'investissement	**2**	**1**	**-**	**3**
TOTAL	**514**	**229**	**(241)**	**502**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016
Emprunts	**27 615**	**30 155**
Emprunts obligataires hybrides	3 688	3 700
Emprunts obligataires	18 953	18 948
Autres emprunts	4 973	7 507
Dettes rattachées à des participations	**4 400**	**-**
Comptes courants filiales	**1 612**	**50**
Autres dettes financières	**627**	**503**
Dépôts reçus de la clientèle	29	33
Intégration fiscale		3
Part courue des charges d'intérêts	427	429
Soldes créditeurs de banques	135	4
Divers	35	34
TOTAL	**34 254**	**30 708**

L'augmentation des dettes financières de 3 545 millions d'euros s'explique par :

- la souscription de nouveaux emprunts à long terme avec ENGIE Finance pour 4 400 millions d'euros ;
- l'augmentation du solde des comptes courants créditeurs des filiales de 1 562 millions d'euros due au transfert du *cash pooling* ENGIE Global Markets auparavant centralisé chez ENGIE Finance ;
- ces hausses sont partiellement compensées par la diminution de 2 441 millions d'euros de l'encours des NEUCP *(Negotiable European Commercial Paper)* et USCP *(US Commercial Paper)*.

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	**Au 31 déc. 2017**	**À fin 2018**	**De 2019 à 2023**	**2024 et au-delà**
Dettes financières	**34 254**	**8 251**	**15 674**	**10 326**
Emprunts obligataires hybrides	3 688	600	2 088	1 000
Emprunts obligataires	18 953	1 523	8 436	8 994
Autres emprunts	4 973	3 889	750	332
Dettes rattachées à des participations	4 400		4 400	
Comptes courants filiales	1 612	1 612		
Autres dettes financières	627	627		
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**6 716**	**6 716**	-	-
Dettes fiscales et sociales	**1 065**	**1 065**	-	-
Autres dettes	**3 830**	**3 830**	-	-
Avances clients et comptes rattachés	778	778		
Autres	3 053	3 053		
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**5**	**5**	-	-
TOTAL	45 871	19 867	15 674	10 326

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2017	**Date d'émission**	**Date de mise à jour des taux**	**Taux**	**Cotation**
Émissions publiques					
En millions d'euros	600	07/2013	07/2018	3,875%	Paris
En millions d'euros	750	07/2013	07/2021	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2019	3,000%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions de livres sterling	300	07/2013	01/2019	4,625%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2017	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	643	02/2003	02/2018	5,125%	Paris/Luxembourg
En millions d'euros	775	10/2008	01/2019	6,875%	Luxembourg
En millions d'euros	900	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	424	11/2011	01/2020	3,125%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	729	06/2012	06/2018	2,250%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 200	05/2014	05/2020	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2022	0,500%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	226	02/2009	02/2021	6,125%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125%	Zürich
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune
Placements privés					
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions d'euros	150	10/2011	10/2018	3,046%	Paris
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR+0,505%	Paris
En millions d'euros	400	07/2012	01/2020	2,500%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	200	04/2013	04/2020	Euribor3M+0,58%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions de dollars américains	50	04/2013	04/2033	3,750%	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars américains	50	11/2015	11/2021	2,681%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2017, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme dont l'appellation est dorénavant NEUCP (*Negotiable European Commercial Paper*), libellés en euros à hauteur de 3 175 millions d'euros (dont 1 080 millions d'euros à taux variable et 2 095 millions d'euros à taux fixe) et des *US Commercial Paper* en dollars américains à taux fixe pour une contrevaleur de 715 millions d'euros (857 millions de dollars américains). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 832 millions d'euros et un emprunt bancaire en dollars pour une contrevaleur de 250 millions d'euros (300 millions de dollars américains).

ENGIE SA a souscrit en 2017 à deux emprunts à long terme auprès d'ENGIE Finance dont l'encours au 31 décembre 2017 s'élève à 4 400 millions d'euros.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires...) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**
A taux variable				
Emprunts obligataires	4 724	5 716	300	650
Dettes rattachées à des participations	4 400	-	4 400	-
Autres emprunts	3 679	5 115	1 830	2 727
Comptes courants des filiales	1 612	50	1 612	50
Autres dettes financières	627	503	627	503
A taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 688	3 700	3 688	3 700
Emprunts obligataires	14 229	13 232	18 653	18 298
Dettes rattachées à des participations		-		-
Autres emprunts	1 292	2 392	3 141	4 780
TOTAL	**34 251**	**30 708**	**34 251**	**30 708**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2016**
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 350	3 350	3 350	3 350
Emprunts obligataires	18 953	18 948	15 097	14 003
Dettes rattachées à des participations	4 400	-	4 400	-
Autres emprunts	4 971	7 507	4 006	5 549
Comptes courants des filiales	1 434	50	1 434	50
Autres dettes financières	566	503	566	503
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	338	350	338	350
Emprunts obligataires		-	3 856	4 945
Dettes rattachées à des participations		-		-
Autres emprunts		-	965	1 958
Comptes courants des filiales	178		178	
Autres dettes financières	61	-	61	-
TOTAL	**34 251**	**30 708**	**34 251**	**30 708**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2016 Publié	Au 31 déc. 2016 Pro forma[1]	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2017
Contrats optionnels	138	138	230	(262)	107
nstruments financiers	174	7 356	2 057	(7 356)	2 056
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**312**	**7 494**	**2 287**	**(7 618)**	**2 163**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**552**	**552**	**420**	**(552)**	**420**

(1) Retraitement pro forma relatif au changement de méthode lié à la première application du règlement ANC n° 2015-05 (cf. note 2).

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- Les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risque de taux et de change sur la dette ;
- L'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise.

  Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (cf. note 10.1.5).

L'application du règlement ANC n° 2015-05 a généré une augmentation de la valorisation des instruments financiers au 1er janvier 2017 pour un montant de 7 182 millions d'euros. Au titre de l'exercice 2017, la variation de la juste valeur des instruments financiers s'élève à -5 363 millions d'euros.

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes converties dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Ventes d'énergie		
• En France	6 065	9 147
• À l'étranger	12 274	6 629
Travaux, études et prestations de services	1 725	1 638
Produits des activités annexes et autres ventes	521	525
TOTAL	**20 585**	**17 939**

L'augmentation du chiffre d'affaires énergie à l'étranger résulte de la hausse des volumes vendus. En revanche, la diminution du chiffre d'affaires énergie en France résulte d'une baisse des volumes vendus et d'une baisse générale des prix.

CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ACTIVITÉ

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	13 737	12 948
• Électricité	4 602	2 828
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	1 725	1 638
• Produits des activités annexes et autres ventes	521	525
TOTAL	**20 585**	**17 939**

6

13.2 Charges de personnel

ÉVOLUTION DES EFFECTIFS PAR COLLÈGE

En nombre de salariés	31 déc. 2016	Variation	31 déc. 201
Exécution	319	(28)	291
Maîtrise	1 650	(113)	1 537
Cadre	3 035	(125)	2 910
TOTAL	**5 004**	**(266)**	**4 738**

L'effectif moyen salarié s'élève, en 2017, à 4 873 contre 5 182 en 2016.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Traitements et salaires	(317)	(332)
Charges sociales	(169)	(171)
Intéressement	(26)	(24)
Autres charges	(74)	(61)
TOTAL	**(587)**	**(588)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Provision pour renouvellement des biens en concession		
Provision pour reconstitution de sites	(1)	7
Provisions relatives au personnel	15	(1)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	354	(51)
TOTAL	**368**	**(45)**

Les autres provisions pour risques et charges intègrent pour l'essentiel les dotations nettes pour contrats déficitaires pour 636 millions d'euros et la reprise de provisions pour 248 millions d'euros liée à la première application du règlement ANC 2015-05 qui exclut les nettings par sous-jacent.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 20 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 26 millions d'euros au 31 décembre 2016.

NOTE 14 Résultat financier

En millions d'euros	31 déc. 2017 Charges	31 déc. 2017 Produits	31 déc. 2017 Net	31 déc. 2016 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 108)	562	(546)	(621)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations		39	39	37
Résultat de change	(1 171)	1 312	140	3
Dividendes reçus		4 214	4 214	2 043
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(43)	44	2	(168)
TOTAL	**(2 322)**	**6 171**	**3 849**	**1 294**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

En millions d'euros	31 déc. 2017 Charges	31 déc. 2017 Produits	31 déc. 2017 Net	31 déc. 2016 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(28)	25	(3)	
Cessions d'immobilisations financières	(1 182)	952	(231)	(1)
Provision pour hausse des prix		43	43	18
Amortissements dérogatoires	(228)	198	(30)	(39)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(2 134)	530	(1 604)	(57)
Autres	(423)	176	(247)	(187)
TOTAL	**(3 995)**	**1 924**	**(2 072)**	**(266)**

La ligne «Autres» comprend notamment diverses dépenses et provisions engagées sur des opérations de restructuration de personnel et immobilières et le résultat de restructuration des dettes financières (notamment remboursement anticipé).

NOTE 16 Situation fiscale

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2017 est de 34,43%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

«La première loi de finance rectificative 2017 a créé, pour le seul exercice 2017, à titre transitoire, deux nouvelles contributions de 15% concernant les sociétés dont le chiffres d'affaires excède 3 milliards d'euros, ramenant le taux d'impôt global à 44,43%». Ces deux contributions ont été créées uniquement au titre des exercices clos à compter du 31 décembre 2017 et jusqu'au 31 décembre 2018 afin d'instaurer une imposition couvrant partiellement les remboursements de la contribution de 3% sur les distributions suite à la décision Soparfi du Conseil constitutionnel.

	2017			2016		
En millions d'euros	Résultat avant impôt	Impôt *	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt *	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)					-	
• Dont impôts sur le résultat courant	2 491		2 491	42		42
• Dont impôts sur le résultat exceptionnel	(2 071)		(2 071)	(266)		(266)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**1 001**	**1 001**		**672**	**672**
• Dont impôts sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		420			405	
• Dont taxe 3% sur les dividendes		375				
• Dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		95			256	
• Dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2017/2016)		111			11	
TOTAL	**420**	**1 001**	**1 421**	**(224)**	**672**	**448**

* *Un signe positif traduit un profit d'impôt.*

En 2017 comme en 2016, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus de titres de participation suivent le traitement fiscal du «régime mère/filles» et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas. La charge d'impôt sur le résultat courant inclut 3 millions d'euros au titre du Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE).

Au titre de l'exercice 2016, ENGIE SA a bénéficié de 3 millions d'euros au titre du CICE. Cette somme a contribué en 2017 au financement de travaux de R&D, notamment au financement des pilotes et des démonstrateurs relatifs à la transition énergétique, initié en 2016.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 1 001 millions d'euros contre un produit d'impôt de 672 millions d'euros en 2016 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 420 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 405 millions d'euros en 2016 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 413 millions d'euros, contre 403 millions d'euros en 2016 ;
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré s'élevant à 46,7 millions d'euros au 31 décembre 2017, contre 1,8 million d'euros en 2016, et
  - l'impôt sur les sociétés dû par le groupe fiscal intégré et contributions assimilées de 39,2 millions d'euros en 2017 et une charge nulle en 2016 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 95 millions d'euros en 2017 contre 256 millions d'euros en 2016 intégrant notamment :
  - 78,6 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 45,2 millions d'euros de dotation nette en 2016 ;
  - 11,5 millions d'euros de reprise sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL ;
  - 162,4 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz (dont 57 millions d'euros d'effets taux).

  En effet, ce montant tient compte d'une reprise de provision de 57,3 millions d'euros relative à l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2019 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.
- le remboursement par l'État de la taxe de 3% sur les dividendes de 2013 à 2017 invalidée par le Conseil constitutionnel, soit 422 millions d'euros (375 millions d'euros de principal et 47 millions d'euros d'intérêts moratoires) ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 111 millions d'euros en 2017, essentiellement liés à la variation des stocks de CICE et CIR entre 2017 et 2016.

16.3 Situation fiscale différée

La position de la dette future d'impôt présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2019 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2017					2016	
En millions d'euros	**34,43 %**	**32,02 %**	**28,92 %**	**27,37 %**	**25,83 %**	**34,43 %**	**28,92 %**
Bases passives d'imposition différée							
• Charges déductibles non comptabilisées	307					646	
• Produits comptabilisés non imposés	34	32	30	27	109	102	166
Bases actives d'imposition différée							
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	239	62	155	155	686	553	321
• Produits imposés non comptabilisés	364				40	510	39
Base fiscale différée nette	**262**	**30**	**125**	**128**	**617**	**225**	**284**
• Effet théorique d'imposition différée	90	10	36	35	159	78	82

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

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.

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling* du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies de placement.

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* Notes, et à des émissions de NEUCP (*Negotiable European Commercial Paper*) et de *Commercial Paper* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés (de manière conjoncturelle ou structurelle) pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 13 462 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2022 et mars 2021. Au 31 décembre 2017, ENGIE SA utilise ces lignes de crédit à hauteur de 832 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : *US Commercial Paper* pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 857 millions de dollars américains (soit 714 millions d'euros) au 31 décembre 2017, et NEUCP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 3 175 millions d'euros au 31 décembre 2017.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Concernant ses activités financières, ENGIE SA 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 ratings externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie. Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a 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 contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un middle-office indépendant du trésorier groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêts) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du Groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

	Notionnel au 31 déc. 2017						
En millions d'euros	**À un an au plus**	**De un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	**Juste valeur**	**Notionnel au 31 déc. 2016**
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 036	2 116	3 958		7 110	(920)	9 976
Payeur taux variable/receveur taux fixe	2 063	2 771	4 813	1 038	10 685	954	11 221
Vente d'une option sur un swap							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							
Achat de CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		1 000			1 000		1 000
Achat de FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							
TOTAL EUR	**3 099**	**5 887**	**8 771**	**1 038**	**18 795**	**34**	**22 197**
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable							
TOTAL NOK							
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		759			759	7	778
TOTAL USD		**759**			**759**	**7**	**778**
TOTAL	**3 099**	**6 646**	**8 771**	**1 038**	**19 554**	**41**	**22 975**

	Notionnel au 31 déc. 2017						
En millions d'euros	**À un an au plus**	**De un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	**Juste valeur**	**Notionnel au 31 déc. 2016**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		250		1 929	2 179	(99)	2 271
Payeur taux fixe/receveur taux variable							
TOTAL GBP		**250**		**1 929**	**2 179**	**(99)**	**2 271**
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux fixe			149		149	(38)	229
Payeur taux variable/receveur taux fixe		101	129		230	(7)	149
TOTAL JPY		**101**	**278**		**379**	**(45)**	**378**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe							246
Payeur taux variable/receveur taux fixe		227	144		371	28	371
TOTAL CHF		**227**	**144**		**371**	**28**	**617**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		46		38	84	(7)	664
Payeur taux fixe/receveur taux variable		274			274	(22)	274
Payeur taux variable/receveur taux variable		122			122	29	183
Payeur taux fixe/receveur taux variable		580			580	3	580
TOTAL USD		**1 022**		**38**	**1 060**	**3**	**1 701**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			67		67	(17)	67
TOTAL NOK			**67**		**67**	**(17)**	**67**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			75		75	(2)	75
TOTAL AUD			**75**		**75**	**(2)**	**75**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			98	153	251	(11)	
TOTAL HKD			**98**	**153**	**251**	**(11)**	
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe		9			9	(3)	
TOTAL MXN		**9**			**9**	**(3)**	
TOTAL		**1 609**	**662**	**2 120**	**4 391**	**(146)**	**5 109**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2017 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEUCP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 2 099 millions d'euros sur les billets de trésorerie ;
- ENGIE SA a recours à des *swaps* de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en USD. Le nominal au 31 décembre 2017 est de 910 millions de dollars américains.

17.1.4 Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars ;
- sur les risques transactionnels spécifiques liés aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition ou de cession.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion sur des futures acquisitions en devises ou encore couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place ou complété des positions sur des transactions à terme de devises qui lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur des dépôts et prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2017, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31 déc. 2017					
En millions d'euros	Par échéance			Contrevaleur	Différentiel de change	Engagement part fixe
Contrats à terme	**2018**	**2019**	**2020 et au-delà**	**au 31 déc. 2017**	**au 31 déc. 2017**	**au 31 déc. 2016**
Position acheteur						
Devise AUD	54	54	201	332	23	
Devise CHF						
Devise EUR	4		1	6	1	52
Devise GBP	123	231		360	6	160
Devise NOK	95			96	1	1 120
Devise MXN						
Devise HUF	5			5		11
Devise RON						
Devise USD	2 146	1 188	1 848	5 107	(75)	6 792
Devise CZK						
Position vendeur						
Devise AUD	332			329	(3)	
Devise CHF	163			164	1	378
Devise EUR	5	11	1	118	1	55
Devise GBP	221			221		242
Devise NOK	96			95	(1)	79
Devise MXN						
Devise HUF	83			82	(1)	1 124
Devise RON						
Devise USD	2 472	134	4	2 660	50	8 933
Devise CZK						

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

		Echéance		
En millions d'euros	**Total au 31 déc. 2017**	**À fin 2018**	**de 2019 à 2023**	**2024 et au-delà**
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	4 388	113	4 193	82
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	3 043	237	127	2 679
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	898	398	111	389
Garanties cautions et avals aux filiales	3 923	558	2 672	693
Sûretés réelles données				
Lignes de crédit				
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	6 058	1 094		4 964
Engagements de location simple	179	54	108	17
Engagements de crédit-bail	1	1		
Engagements relatifs aux méthaniers				

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour elle-même, et pour le compte de ses filiales pour un total de 3 043 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les sûretés personnelles données pour 898 millions d'euros correspondent pour l'essentiel à des garanties de paiements accordées à des contreparties d'ENGIE SA.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 3 923 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 6 058 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de Nalco (activité eau aux États-Unis), ENGIE SA est contre-garant en cas de défaillance des vendeurs Léo Holding et Nalco International SAS à échéance 2018 ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à CIC en 2011 pour un montant maximal de 3 778 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un maximum de 1 019 millions d'euros à échéance 2026 ;
- pour EFOG (champs pétroliers en mer du Nord), ENGIE SA est garant vis-à-vis d'ELF EXPLORATION UK LIMITED, suite à la cession en décembre 2011 de sa participation de 22,5%, pour une durée de 7 ans contre les litiges fiscaux.

Les engagements de location simple pour 179 millions d'euros correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong-Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue Suez Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd. Cette dernière ayant cédé en décembre 2009 sa participation dans la filiale commune à SUEZ Environnement, propriétaire maintenant à 100% de la filiale concernée, les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA (étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de co-gestion, le Groupe Swire a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;
- à «Ayr Environnemental Services» et «Caledonian Environnemental Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au «Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork» pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork à échéance 2024 obtenu par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant ENGIE SA ;
- en 2008, Suez Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie de bonne exécution à échéance 2028 par ENGIE SA. Au 31 décembre 2017, il subsiste 92 contrats de ce type ;
- dans l'activité Exploration-Production, il est d'usage que la maison-mère apporte des garanties aux Pouvoirs Publics concernés, généralement illimitées, destinées à couvrir les obligations de leurs filiales et les risques environnementaux. ENGIE SA est amenée à émettre diverses garanties de cette nature, conformément aux pratiques de ce secteur d'activité.

ENGIE SA s'est en outre engagé à garantir Société d'Infrastructures Gazières (SIG), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes subies par elle du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2017	Echéance À fin 2018	Echéance de 2019 à 2023	Echéance 2024 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties reçues				
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 631	400	11 685	546
Autres engagements de financements reçus				
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales				
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	
Contre-garanties sur engagements activités de négoce				
Engagements de location simple	314	39	174	101
Engagements de crédit-bail	1	1		
Engagements relatifs aux méthaniers				

ENGIE SA dispose notamment de lignes de crédit revolving de 5,5 milliards d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2022, et de 5 milliards d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en mars 2021. Les banques prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère encore en grande partie grâce à des contrats «take-or-pay» long terme. Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de transport coûteuses. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas (principalement climatiques) de la demande ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

Cette compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexées et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2017, les engagements d'ENGIE SA sont de 487 Terawattheures (TWh) à moins d'un an, 1 698 TWh entre deux et cinq ans et 2 156 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2017, les engagements d'ENGIE SA sont de 312 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2017, les engagements d'ENGIE SA sont de 74 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 39 TWh pour les ventes à terme d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre de ses activités d'intermédiaire sur les quotas de CO_2, ENGIE SA a souscrit en volume d'achats pour 347 kilos de quotas de CO_2.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achats et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz (naturel), de l'électricité et de produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en swaps, contrats à terme (*futures*) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de sa filiale spécialisée ENGIE Global Markets sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage

disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des swaps financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2017					
	en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2017	Notionnel au 31 déc. 2016
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans		en millions d'euros	en GWh
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	757 553	160 948	67 279	19 382	1 311	2 027 228
Produits pétroliers	99 464	33 886	26 916	5 887	333	253 965
Électricité	7 011	3 811	521	412	93	12 495
CER EUA – CO_2[1]						23 472
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(862 989)	(251 253)	(262 179)	(26 448)	(1 321)	(2 134 387)
Produits pétroliers	(90 604)			(867)	(49)	(169 945)
Électricité	(5 729)	(2 177)	(2 697)	(334)	(46)	(2 973)
CER EUA - CO_2[1]						(896)
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	25 865	12 498	11 290	(3)	42	
Produits pétroliers						
Électricité						
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(25 466)	(12 498)	(11 290)	23	(20)	(601)
Produits pétroliers						
Électricité						

(1) En kilo de quotas de CO_2.

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

	Notionnel au 31 déc. 2017					
	en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2017	Notionnel au 31 déc. 2016
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans		en millions d'euros	en GWh
SWAPS (position acheteur)						
Produits pétroliers		23 681	51 274	4 016	152	30 652
SWAPS (position vendeur)						
Produits pétroliers						

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2017					
	en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2017 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2016 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
FORWARD (postion acheteur)						
Gaz naturel	368 754	77 695	31 974	8 849	429	60 751
Produits pétroliers						
Électricité	46 564	21 200	6 109	2 835	513	82 088
CER EUA - CO_2 [1]	164	164	19			12 618 896
FORWARD (postion vendeur)						
Gaz naturel	(407 081)	(90 975)	(26 299)	(9 597)	(777)	(104 996)
Produits pétroliers						
Électricité	(31 370)	(4 597)	(3 362)	(1 564)	(138)	(49 847)
CER EUA - CO_2 [1]						(563 800)
OPTIONS (postion acheteur)						
Gaz naturel	27 277	3 419	1 010	26	(1)	
Produits pétroliers						
Électricité	2 198	943	3 763	53	(25)	
OPTIONS (postion vendeur)						
Gaz naturel	(38 696)	(7 800)	(1 932)	(36)	3	
Produits pétroliers						
Électricité	(4 829)	(608)		(71)	12	

(1) En kilo de quotas de CO_2.

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2017[1]	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016
RETRAITE	**2 156**	**2 211**	**267**	**316**	**2 423**	**2 527**
Régime	2 156	2 211	267	316	2 423	2 527
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**297**	**333**	**30**	**33**	**327**	**366**
Avantage en nature énergie et eau	172	207	6	6	178	213
Indemnités de fin de carrière	57	56			57	56
Indemnités de secours immédiat	53	54			53	54
Autres[2]	15	16	24	27	39	43
Autres engagements envers le personnel	**88**	**93**	**-**	**-**	**88**	**93**
Pensions d'invalidité et autres	80	85			80	85
Médailles du travail	8	8			8	8
TOTAL	**2 542**	**2 637**	**297**	**349**	**2 839**	**2 986**

(1) Dont 103 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. note 18.4).

(2) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime complémentaiire santé ex-Suez.

HYPOTHÈSES ACTUARIELLES

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées 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	
Régime des IEG	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016
Taux d'actualisation	2,04%	2,10%	2,04%	2,10%	1,66%	1,70%	2,04%	2,10%
Taux d'inflation	1,81%	1,80%	1,81%	1,80%	1,79%	1,80%	1,81%	1,80%
Durée résiduelle de service	19 ans	19 ans	19 ans	19 ans	19 ans	12 ans	19 ans	18 ans

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Suez	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016
Taux d'actualisation	1,60%	1,10%	N/A	N/A	N/A	N/A	1,60%	1,10%
Taux d'inflation	1,80%	1,70%	N/A	N/A	N/A	N/A	1,80%	1,70%
Durée résiduelle de service	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG								
Cie Financière	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016	Au 31 déc. 2017	Au 31 déc. 2016
Taux d'actualisation	1,60%	1,10%	1,60%	1,10%	N/A	N/A	1,60%	1,10%
Taux d'inflation	1,80%	1,70%	1,80%	1,70%	N/A	N/A	1,80%	1,70%
Durée résiduelle de service	2 ans	2 ans	N/A	N/A	N/A	N/A	2 ans	2 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 17%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez SA par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988 ;
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de Suez (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière) ;
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

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, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements «droits spécifiques passés» de l'ensemble des entreprises des IEG.

Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1er 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.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des «unités de crédit projetées», repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-Suez, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie ;
  - les indemnités de fin de carrière ;
  - les congés exceptionnels de fin de carrière ;
  - le régime des capitaux décès ;
  - le régime aide aux frais d'études.
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles ;
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
  - les médailles du travail ;
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-Suez SA bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des «unités de crédit projetées».

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, 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.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 211**	**2 047**	**333**	**343**	**94**	**89**	**316**	**314**	**33**	**29**	**-**	**-**	**2 986**	**2 822**
Impacts fusion et filialisations	(5)	(1)	(5)	(2)	(2)								(12)	(3)
Coût des services passés : modifications de régimes														
Coût des services rendus de la période	31	35	8	7	11	11	1	1					51	54
Charges d'intérêt sur obligation	43	51	7	9	1	2	4	6		1			55	68
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	(36)	160	(44)	(20)	(7)		(36)	25	(2)	5			(125)	170
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)[1]	(88)	(81)	(1)	(4)	(9)	(8)	(18)	(30)	(2)	(2)			(118)	(125)
Autres														
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 156**	**2 211**	**298**	**333**	**88**	**94**	**267**	**316**	**29**	**33**	**-**	**-**	**2 838**	**2 986**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 118 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 125 millions d'euros au 31 décembre 2016.

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par Suez SA lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2017, ENGIE SA a provisionné 103 millions d'euros, contre 111 millions d'euros en 2016, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 8 millions d'euros.

ÉVOLUTION DES PROVISIONS SUR ENGAGEMENTS SOCIAUX

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraites[1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi[2]		Avantages long terme[3]		Retraites[1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi[2]		Avantages long terme[3]		Total	
En millions d'euros	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	14	15	86	83	7	7	5	7	-	-	112	112
Impacts fusion et filialisations					(1)								(1)	
Coût des services rendus de la période			1	1	11	11							12	12
Charges d'intérêt sur obligation					1	2							1	2
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation				1	(7)								(7)	1
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)			(2)	(3)	(10)	(8)			(2)	(2)			(14)	(14)
Autres						(2)								(2)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	13	14	80	86	7	7	3	5	-	-	103	112

(1) En 2017, comme en 2016, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.
(2) Indemnités congés exceptionnels (14 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-Suez (2 millions d'euros) et prime eau (1 million d'euros).
(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (53 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (16 millions d'euros), d'amiante (2,5 millions d'euros) et médailles du travail (8,5 millions d'euros).

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière.

Des versements ont été effectués en 2017 par ces fonds assurantiels pour un montant de 80 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 937 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 1 925 millions d'euros au 31 décembre 2016.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 696	1 693	28	30	-	-	201	198	-	-	-	-	1 925	1 921
Impacts fusion et filialisations														
Rendement attendu des actifs	33	43					2	3					35	46
Primes nettes de frais de gestion							16	23					16	23
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	32	19	(1)	(2)			10	2					41	19
Prestations payées pour les actifs de couverture	(65)	(59)					(15)	(25)					(80)	(84)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 696	1 696	27	28	-	-	214	201	-	-	-	-	1 937	1 925

INFORMATION RELATIVE AU RENDEMENT DES ACTIFS

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Rendement réel des actifs de couverture	**4,1%**	**3,8%**	**4,1%**	**3,7%**	**0,0%**	**0,0%**	**2,8%**	**2,9%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2017 est de 4,05% pour les actifs de couverture retraite et de 4,05% également pour les autres actifs sur régime des IEG.

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2017 est de 2,8% pour les actifs de couverture retraite pour les actifs du régime hors IEG.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2017	2016	2017	2016
Placements actions	29%	31%	10%	10%
Placements obligataires	63%	51%	82%	81%
Autres *(y compris monétaires)*	8%	18%	8%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et indemnités de fin de carrière sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à «la convention de gestion du passif social du groupe». Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2017 s'élève à 5 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplementaire a cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs, d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 5,5 millions d'euros en 2017 contre 6 millions d'euros en 2016.

6

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

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

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE SA et ses filiales), et le 1 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe (ce montant initial ayant été porté à 225 millions de dollars américains après rectification par le CIRDI). L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté ; cette sentence est ainsi devenue définitive. Le recours dans l'affaire de Santa Fe est toujours pendant.

Pour rappel, ENGIE SA 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 SA dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

19.2 Tarifs réglementés du gaz naturel

Le 24 juin 2013, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit devant le Conseil d'État une requête en annulation du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel. L'ANODE soutient en substance que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

Le 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne se prononce à titre préjudiciel sur ces questions. La Cour de Justice de l'Union européenne a rendu son arrêt le 7 septembre 2016. Le 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 considérant qu'il était contraire au droit européen. Toutefois, compte tenu du risque d'insécurité juridique lié à cette annulation sur la période d'application de ce décret (2013-2015), le Conseil d'État a décidé que les effets produits par ce décret sont définitifs et qu'ainsi les contrats concernés ne peuvent pas être remis en cause.

19.3 La Compagnie du Vent

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

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

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

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

Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a entériné le 21 mars 2017 la transaction conclue par ENGIE SA, transaction qui ne constitue par ailleurs pas une reconnaissance de culpabilité. Le montant transactionnel de 100 millions d'euros a été payé par ENGIE SA. La décision de l'Autorité de la concurrence est définitive.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Énergie relative à de nouvelles allégations d'abus de position dominante d'ENGIE SA sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. Par décision du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a enjoint ENGIE SA à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, à exécuter certaines mesures conservatoires. Direct Énergie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Énergie de sa demande. Sur le fond, des engagements ont été proposés par ENGIE SA et approuvés par l'Autorité de la concurrence dans sa décision définitive du 7 septembre 2017.

19.5 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 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 1er 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. GRDF est par ailleurs en attente d'une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) sur le différend l'opposant à Direct Énergie sur le même sujet.

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 SA, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu au régulateur de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le droit de mettre en place un seuil de clientèle SA au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE SA d'en bénéficier jusqu'à présent. Pour prendre en compte cette décision, ENGIE SA a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. ENGIE SA 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 1er janvier 2018.

19.6 Hongrie - Arbitrage CIRDI

ENGIE SA, GDF International et ENGIE International Holdings ont déposé le 4 avril 2016 une requête en arbitrage devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI). En substance, le Groupe reproche à la Hongrie de ne pas avoir respecté ses obligations sous le Traité sur la Charte de l'Énergie en prenant diverses mesures fiscales et de régulation allant à l'encontre du principe de traitement juste et équitable et de l'interdiction d'expropriation rampante, et demande réparation du dommage subi. Par convention signée le 13 octobre 2017, ENGIE SA a initié la cession de ses activités de distribution de gaz à NKM, société hongroise détenue par l'État, et dont la finalisation est intervenue le 11 janvier 2018. Le 21 novembre 2017, le Groupe et la Hongrie ont convenu, de mettre fin à l'arbitrage CIRDI dès le closing de la vente. L'arbitrage a pris officiellement fin le 23 février 2018.

19.7 Accès aux infrastructures gazières

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 21 octobre 2009, ENGIE SA a soumis une proposition d'engagements qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

19.8 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 SA) pour un montant de 995 millions d'euros. Elle a partiellement mis en recouvrement l'impôt sur les sociétés en résultant à hauteur d'un montant de 89,6 millions d'euros en mai 2016. ENGIE SA s'est acquitté de cette somme et a déposé une réclamation contentieuse en août 2016.

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

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE SA 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 SA. 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.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Jusqu'au 10 janvier 2017, l'État détenait 32,76% du capital d'ENGIE SA lui conférant 5 représentants sur 19 au Conseil d'Administration. À cette date, l'État a cédé 4,1% du capital d'ENGIE SA dans le cadre d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Le 5 septembre 2017, l'État a de nouveau cédé 4,1% du capital d'ENGIE SA via un placement institutionnel accéléré, tout en cédant de manière concomitante à ENGIE SA une fraction de 0,46% de son capital. À l'issue de ces différentes opérations, l'État détient désormais 24,1% du capital et 28,07% des droits de vote d'ENGIE SA.

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 SA 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 SA 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, ENGIE SA réaffirme ses engagements en matière de sécurité d'approvisionnement, de qualité des relations avec la clientèle, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, de développement durable et de protection de l'environnement, ainsi qu'en matière de recherche ;
- Au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat confirme le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France issu du décret du 18 décembre 2009 (et qui prévoit notamment l'évolution des tarifs réglementés en fonction des coûts engagés), tout en précisant le cadre transitoire engendré par la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés.

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 1er 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 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

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 18 «Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel».

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Adminstration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2017 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 15 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 29 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des administrateurs du secteur public élus sur proposition de l'État et de l'admidministrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,9 million d'euros pour 2017.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2017.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

	% au 31 déc. 2016	% au 31 déc. 2017	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales[1]						
Elengy	100,00		X		516 370 093	Terminaux méthaniers
La Compagnie du Vent	59,00		X		343 107 500	Énergie renouvelable
NNB Development Cy	100,00			X	29 327 141	Holding
CMG 2015	47,50			X	475	Autres
Participations[2]						
Groupement forestier du Beauséjour	1,55			X	217 653	Autres
Sté Immobilière rue J. Ozenfant	0,32			X	4 810	Immobilier

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieur à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

ACHATS TOTAUX OU PARTIELS

	% au 31 déc. 2016	% au 31 déc. 2017	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales[1]						
Electrabel France		100,00	X		1 640 999 692	Énergie
ENGIE Biogaz		50,00		X	18 500	Énergie
50five		100,00		X	10 250 000	E.Commerce
Participations[2]						
Raise Investissement		7,00		X	11 025 000	Financier
PV Cycle		18,52		X	10 000	Autres

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieur à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices

	2017	2016	2015	2014	2013
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en euros)	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 412 824 089
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 412 824 089
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• Par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• Par exercice d'options de souscription	-	4 775 429	10 777 079	20 823 223	10 083 705
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	20 585	17 939	19 891	24 562	28 608
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	2 431	245	391	390	424
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(1 001)	(672)	(540)	(378)	(768)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 421	448	268	411	663
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres)	1 700	2 416	2 414	2 402	3 576
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1,41	0,38	0,38	0,32	0,49
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,58	0,18	0,11	0,17	0,27
Dividende versé par action	0,70	1,00	1,00	1,00	1,50
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 873	5 182	5 461	5 879	6 367
Montant de la masse salariale de l'exercice	317	332	343	357	377
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales,...)	269	256	262	330	396

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017 de verser un dividende unitaire de 0,70 euro par action, soit un montant total de 1 700 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2017. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de 2 ans au 31 décembre 2017 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes annuels

A l'Assemblée générale des actionnaires de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE (la « Société ») relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2017, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « *Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels* » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2017 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1 de l'annexe des comptes annuels qui expose le changement de méthode comptable résultant de l'application du règlement ANC n°2015-05 du 2 juillet 2015, relatif aux instruments financiers à terme et aux obligations de couverture, applicable aux comptes annuels des exercices ouverts à compter du 1er janvier 2017.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

[notes 1 et 13]

Risque identifié	Notre réponse
La Société procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison ce qui conduit la Société à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2017, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 1 683 millions d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur consommation historique, qui s'appuie sur les outils de mesure et les modèles d'estimation dont dispose la Société et qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires réalisé et de vérifier cette estimation a posteriori. Cette estimation est corroborée avec l'allocation transmise par les gestionnaires de réseaux. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au « prix moyen de l'énergie ». Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués ont principalement consisté à : - prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et les processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; - évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiné les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit. Nous avons également : - comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; - vérifié que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte son antériorité et les différentes typologies de clients ; - analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie (qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux) préparé par la société ; - apprécié l'apurement régulier du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; - apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Evaluation des titres de participation

[notes 1 et 4]

Risque identifié

Les titres de participation s'élèvent à 70 683 millions d'euros au 31 décembre 2017 (66 194 millions d'euros en valeur nette) et incluent la quote-part du mali technique issu de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008 qui leur est affectée pour 285 milions d'euros (255 millions d'euros en valeur nette).

Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

Comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la Note 1 des annexes aux comptes annuels, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable des titres pour lesquels ENGIE s'inscrit dans une logique de détention durable à leur valeur d'utilité si celle-ci est inférieure.

La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* »), et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

Comme indiqué dans la Note 4.3, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 approuvés par le Comité Exécutif et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme du Groupe pour la période 2021-2040 approuvé en décembre 2017 par le Comité Exécutif.

Tel que mentionné dans la Note 4.2, les dépréciations constatées à hauteur de 2 065 millions d'euros en 2017 portent notamment sur les titres de participation dans Electrabel (1 401 millions d'euros), COGAC (284 millions d'euros), et Storengy (278 millions d'euros).

L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (75% du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité.

Notre réponse

Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par la Société avec, pour les sujets les plus complexes, l'aide de nos experts en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à :

- examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ;
- apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme du Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO2, du charbon et du pétrole, inflation) avec les études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires propres à chacune des entités retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie.
- examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, avec l'aide de spécialistes internes ;
- apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.
- s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels:
  - apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario long terme du Groupe;
  - apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;

Conséquences comptables des changements de modalité de gestion des contrats d'approvisionnement long-terme de gaz, de réservations de capacités de transport et stockage de gaz

[notes 1, 10.1.5, et 13.3]

Risque identifié	Notre réponse
Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers en Europe, la Société a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité midstream gaz (hors GNL). Au cours du second semestre 2017, les modalités de gestion des contrats de réservations de capacités de transport et stockage gaz ont été modifiées. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés, dans un cadre de gestion des risques et de suivi de la performance applicables aux activités de trading, comme indiqué dans la Note 10.1.5. En conséquence, à compter du 1er octobre 2017, date de mise en œuvre des nouvelles modalités de gestion, la Société a identifié des contrats devenus non nécessaires pour l'activité industrielle de la Société et désormais qualifiés de déficitaires au regard des dispositions normatives, au sein de son portefeuille de contrat de réservations de capacités de transport et de stockage de gaz. Au 31 décembre 2017, le montant comptabilisé en résultat d'exploitation relatif aux dotations aux provisions pour pertes sur contrats s'élève à 678 millions d'euros. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et des hypothèses et estimations retenues pour évaluer les provisions pour pertes sur contrats.	Nos travaux ont principalement consisté à : - examiner les nouvelles modalités de gestion des capacités de transport et stockage de gaz ; - apprécier les procédures permettant d'identifier les éventuels contrats non nécessaires aux besoins de la Société et qualifiés de déficitaires ; - évaluer la pertinence des modèles d'évaluation des contrats au regard des dispositions normatives applicables ; - examiner les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la juste valeur de certains contrats, apprécier la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par la Société avec, pour les sujets les plus complexes, le support de nos experts en évaluation ; - apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.

Evaluation des provisions pour litiges, réclamations et risques fiscaux

[notes 1, 10 et 19]

Risque identifié	Notre réponse
La Société est engagée dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur la Société sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 19 en annexe. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : - examiner les procédures mises en œuvre par la Société afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; - corroborer ces analyses par les confirmations des avocats ; - apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par la Société ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de la Société. Nous avons également recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; - apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.

Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux actionnaires

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Rapport sur le gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2017, nos cabinets étaient dans la dixième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;

- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons un rapport au comité d'audit qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 15 mars 2018

Les commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Pascal Pincemin

ERNST & YOUNG et Autres

Stéphane Pédron

7

Informations complémentaires

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 396

7.1.1 Objet social de l'Émetteur 396
7.1.2 Organes d'administration et de direction 396
7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions 398
7.1.4 Modification des droits attachés aux actions 399
7.1.5 Assemblées Générales 399
7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations 400
7.1.7 Modification du capital 400

7.2 Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations 401

7.3 Documents accessibles au public 401

7.3.1 Politique d'information 401
7.3.2 Calendrier des communications financières 401

7.4 Responsable du Document de Référence 402

7.4.1 Personne responsable du Document de Référence 402
7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel 402

7.5 Mandats des Commissaires aux comptes 403

7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires 403
7.5.2 Commissaires aux comptes suppléants 403

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières

Les principales dispositions légales, des statuts et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées ci-après, étant précisé que ces documents sont disponibles sur le site engie.com et au siège de la Société.

7.1.1 Objet social de l'Émetteur

La Société a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs présents et futurs, en tous pays, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz combustible, de l'électricité ainsi que toute énergie ;
- réaliser le négoce de gaz, d'électricité ainsi que de toute énergie ;
- fournir des services de manière connexe aux activités précitées ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements, fonds de commerce, usines, ateliers se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.2 Organes d'administration et de direction

Concernant la composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction, se référer à la Section 4 «Gouvernement d'entreprise».

Conseil d'Administration

L'administration d'ENGIE est assurée par un Conseil d'Administration.

Le Conseil s'est doté d'un Règlement Intérieur à l'effet de préciser les modalités de son fonctionnement.

Le Règlement Intérieur du Conseil et la Charte de l'Administrateur s'adressent à chaque Administrateur, à chaque représentant permanent d'un membre du Conseil personne morale, à chaque Censeur, au représentant du Comité central d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu, au Commissaire du gouvernement et plus généralement à chaque personne participant ou assistant ponctuellement ou en permanence aux réunions du Conseil.

Nomination des Administrateurs

La Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 22 membres au plus, en vertu des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du Code de commerce.

Les Administrateurs sont élus par l'Assemblée Générale sous réserve des règles spécifiques applicables aux Administrateurs proposés par l'État ou représentant de l'État, aux Administrateurs représentant les salariés et à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Les Administrateurs proposés par l'État et le représentant de l'État sont nommés conformément aux dispositions des articles 4 et 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique ; les Administrateurs représentants des salariés ainsi que le représentant des salariés actionnaires sont désignés conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants et L. 225-23 du Code de commerce et des statuts.

Il est précisé qu'en vertu de l'article 4 de l'ordonnance, l'État peut désigner un représentant dans les organes délibérants des sociétés dont il détient plus de 10% du capital. En outre, l'article 6 de l'ordonnance prévoit qu'un ou plusieurs sièges au Conseil d'Administration, dans la limite d'un nombre proportionnel à sa participation, sont réservés à des membres que l'État peut proposer.

Droits et devoirs des Administrateurs

Le Conseil représente collectivement l'ensemble des actionnaires, quelles que soient sa composition et l'origine de ses membres.

L'Administrateur doit agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de l'Entreprise. Il exerce ses fonctions avec indépendance, loyauté et professionnalisme. Il veille à préserver en toutes circonstances son indépendance d'analyse, de jugement, de décision et d'action. Il s'interdit d'être influencé par tout élément étranger à l'intérêt social et alerte le Conseil sur tout élément de sa connaissance lui paraissant de nature à affecter les intérêts de l'Entreprise.

L'Administrateur est tenu à une obligation absolue de confidentialité à l'égard des informations qui lui sont communiquées dans le cadre de ses fonctions, ou débattues lors des réunions du Conseil. Il s'engage à préserver la confidentialité des informations communiquées. En particulier, les débats eux-mêmes, les procès-verbaux qui en rapportent les termes, les rapports et documents adressés au Conseil sont confidentiels et ne sont pas diffusables. En cas de manquement avéré au devoir de confidentialité par l'un des Administrateurs, le Président du Conseil étudie les suites, éventuellement judiciaires, à donner à ce manquement.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence. Il assiste aux Assemblées Générales d'actionnaires.

Il s'efforce d'obtenir dans les délais appropriés les éléments qu'il estime indispensables à son information pour délibérer au sein du Conseil en toute connaissance de cause et s'attache à mettre à jour les connaissances qui lui sont utiles et a le droit de demander à l'Entreprise les formations qui lui sont nécessaires pour le bon exercice de sa mission.

L'Administrateur contribue à la collégialité et à l'efficacité des travaux du Conseil et des Comités spécialisés éventuellement constitués en son sein. Il formule toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du Conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci.

Il s'attache, avec les autres membres du Conseil, à ce que les missions de contrôle soient accomplies avec efficacité et sans entraves. En particulier, il veille à ce que soient en place dans l'entreprise les procédures permettant le contrôle du respect des lois et règlements, dans la lettre et dans l'esprit.

Il s'assure que les positions adoptées par le Conseil font l'objet, en ce qui concerne notamment l'approbation des comptes, du budget, des résolutions à soumettre à l'Assemblée Générale ainsi que sur les sujets importants concernant la vie des sociétés, de décisions formelles, correctement motivées et transcrites aux procès-verbaux de ses réunions.

Les droits et devoirs des Administrateurs sont décrits en détail dans la Charte de l'Administrateur annexée au Règlement Intérieur du Conseil d'Administration et publiée en intégralité sur le site internet du Groupe.

Durée de mandat des Administrateurs

Le mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs élus viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie, dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste est devenu vacant en cours de mandat suite au décès ou à la démission d'un ou plusieurs sièges d'Administrateur est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, étant précisé que ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Président et Vice-Présidents

Le Conseil d'Administration élit parmi ses membres un Président et un ou plusieurs Vice-Président(s).

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 16 des statuts, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général Délégué, s'il est lui-même Administrateur, et, à défaut par un Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires ont le même statut, les mêmes pouvoirs et les mêmes responsabilités que les autres Administrateurs.

Les fonctions des Administrateurs élus par les salariés prennent fin soit à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue après la date de la proclamation des résultats de l'élection que la Société est tenue d'organiser dans les conditions exposées à l'article 13.3.1 des statuts, soit en cas de rupture de leur contrat de travail, soit en cas de révocation dans les conditions prévues par les dispositions légales ou réglementaires en vigueur, soit pour les autres raisons qui sont prévues par la loi pour les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale.

En cas de vacance d'un siège d'Administrateur élu par les salariés, le siège vacant est pourvu conformément aux dispositions de l'article L. 225-34 du Code de commerce.

Sous réserve des règles relatives à la cooptation qui ne lui sont pas applicables, la cessation des fonctions de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires sera soumise aux mêmes règles que celles applicables aux autres Administrateurs. En outre, son mandat prendra fin de plein droit en cas de perte de (i) sa qualité de salarié de la Société ou des sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-180 du Code de commerce ou (ii) de sa qualité d'actionnaire de la Société, individuellement ou par l'intermédiaire d'un fonds commun de placement d'entreprise, à moins, dans ce dernier cas, d'avoir régularisé sa situation dans un délai de trois mois.

En cas de vacance du poste d'Administrateur représentant les salariés actionnaires pour quelque raison que ce soit, la désignation des candidats à son remplacement s'effectuera dans les conditions prévues à l'article 13.3 des statuts, au plus tard avant la réunion de la plus prochaine Assemblée Générale ou, si celle-ci se tient moins de quatre mois après que le poste soit devenu vacant, avant l'Assemblée Générale suivante. Jusqu'à la date de sa nomination, le Conseil d'Administration pourra se réunir et délibérer valablement.

Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et de ses Comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Direction Générale

Sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs dont elle investit de façon spéciale le Conseil d'Administration et de la limite de l'objet social, ainsi que des dispositions des articles 13 à 15 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la Direction Générale de la Société est assumée, soit par le Président du Conseil d'Administration, soit par une autre personne physique nommée par le Conseil d'Administration et portant le titre de Directeur Général.

ENGIE a fait le choix de la séparation des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général.

Le Président du Conseil d'Administration organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les Administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances, au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration.

Les informations relatives à l'exercice de la Direction Générale figurent aux Sections 4.4 «Direction Générale» et Section 4.1. «Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise risques».

Décisions du Conseil d'Administration

Le Conseil se réunit sur la convocation du Président du Conseil d'Administration qui fixe le lieu de la réunion et l'ordre du jour. Tout Administrateur qui souhaite entretenir le Conseil d'une question non inscrite à l'ordre du jour en informe le Président préalablement à la séance, à charge pour ce dernier d'en informer le Conseil.

Lorsque le Conseil d'Administration ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois, le tiers au moins des membres du Conseil d'Administration peut demander au Président de le convoquer sur un ordre du jour déterminé.

Le Président peut prendre l'initiative d'organiser des réunions du Conseil d'Administration par visioconférence, par télétransmission par internet ou par des moyens de télécommunication, dans les limites et sous les conditions fixées par la loi et la réglementation en vigueur et, le cas échéant, le Règlement Intérieur.

Les délibérations du Conseil d'Administration sont prises aux conditions du quorum et de majorité prévues par la loi. En cas de partage des voix, celle du Président de séance est prépondérante.

Conventions réglementées

Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre ENGIE et l'un des Administrateurs, son Directeur Général, un Directeur Général Délégué ou un actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% ou, s'il s'agit d'une société actionnaire, la Société la contrôlant au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, doit être soumise à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration. Cette autorisation est également requise en cas de conventions conclues avec ENGIE et auxquelles une des personnes visées à l'alinéa précédent est indirectement intéressée; ainsi que des conventions intervenant entre ENGIE et une entreprise, si l'un des Administrateurs, le Directeur Général ou l'un des Directeurs Généraux Délégués, est propriétaire, associé indéfiniment responsable, gérant, Administrateur, membre du Conseil de Surveillance ou, de façon générale, dirigeant de cette entreprise.

Sans préjudice des formalités d'autorisation préalable et de contrôle prescrites par la loi et les statuts, les Administrateurs de la Société sont tenus de communiquer sans délai au Président toute convention conclue par la Société et à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés.

Les dispositions qui précèdent ne sont pas applicables aux conventions portant sur les opérations courantes et conclues à des conditions normales, ni aux conventions conclues entre deux sociétés dont l'une détient, directement ou indirectement, la totalité du capital de l'autre, le cas échéant déduction faite du nombre minimum d'actions requis pour satisfaire aux exigences de l'article 1832 du Code civil ou des articles L. 225-1 et L. 226-1 du Code de commerce.

Rémunération des membres du Conseil d'Administration

L'Assemblée Générale des actionnaires fixe le montant global annuel des jetons de présence alloués au Conseil d'Administration qui, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, procède à la répartition de ladite rémunération entre ses membres par prélèvement sur l'enveloppe annuelle des jetons de présence.

Les frais exposés par les Administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la Société sur justificatifs.

7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 «Droits de vote»).

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la

condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon es modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les Assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon es modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Les dispositions de l'article 26.2 se sont appliquées pour la première fois pour le paiement du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016, fixé par l'Assemblée Générale annuelle de 2017.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.2.4 «Action spécifique»).

Conformément au Code de l'énergie et à la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, l'État doit détenir une participation minimum obligatoire en capital ou en droits de vote (voir Section 5.1.1.3 «Droits de vote»).

7.1.4 Modification des droits attachés aux actions

Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, toute modification des statuts, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

7.1.5 Assemblées Générales

Convocation aux Assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des Assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'Assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les Assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, le Directeur Général Délégué s'il est lui-même administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'Assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'Assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le Secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des Assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux Assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux Assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'Assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'Assemblée, les actionnaires pourront participer à l'Assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris Internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au Bulletin des annonces légales obligatoires (BALO).

7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations

Notifications lors des franchissements de seuil (article 9 des statuts)

Outre les seuils prévus par l'article L. 233-7 du Code de commerce toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir directement ou indirectement une fraction du capital ou de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société, égale ou supérieure à 0,5%, a l'obligation d'en informer la Société par lettre recommandée avec accusé de réception, dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement dudit seuil de 0,5%, en lui précisant son identité ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle, et en indiquant le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital qu'elle possède seule directement ou indirectement ou encore de concert. Cette obligation d'information porte également sur la détention de chaque fraction additionnelle de 0,5% du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société, étant précisé que la détermination des seuils à déclarer en application du présent paragraphe est réalisée conformément aux dispositions des articles L. 233-7 et L. 233-9 du Code de commerce et à la réglementation en vigueur. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais, en cas de franchissement à la baisse du seuil de 0,5% ou d'un multiple de celui-ci.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur d'actions conformément au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des actions, d'effectuer les déclarations prévues au présent article, pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit en compte.

Conformément aux dispositions de l'article L. 233-7 du Code de commerce, en cas de non-respect des dispositions qui précèdent, un ou plusieurs actionnaires détenant plus de 0,5% du capital ou des droits de vote pourra demander l'application des sanctions prévues aux deux premiers alinéas de l'article L. 233-14 du Code de commerce.

Identification des titres au porteur (article 9 des statuts)

En vue de l'identification des titres au porteur, la Société peut demander dans les conditions légales et réglementaires et sous les sanctions prévues par le Code de commerce, au dépositaire central qui assure la tenue du compte émission de ses titres, les renseignements permettant l'identification des détenteurs de titres de la Société conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses assemblées d'actionnaires et notamment la quantité de titres détenue par chacun d'eux.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues par le Code de commerce est tenu de révéler l'identité des propriétaires de ces titres, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

L'inobservation par les détenteurs de titres ou les intermédiaires de leur obligation de communication des renseignements visés ci-dessus peut, dans les conditions prévues par la loi, entraîner la suspension voire la privation du droit de vote et du droit au paiement du dividende attachés aux actions.

7.1.7 Modification du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi, sous réserve des dispositions particulières relatives à la participation de l'État dans le capital et à l'action spécifique de l'État précisées à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 7.1.3 «Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions»).

7.2 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la Note 26 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» et dans la Note 19 Section 6.4 «Comptes sociaux».

7.3 Documents accessibles au public

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document de Référence et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document de Référence) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document de Référence. Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (amf-france.org).

7.3.1 Politique d'information

Ana Busto

Directeur Général Adjoint, en charge de la Marque et de la Communication du groupe ENGIE.

Téléphone : 01 44 22 00 00

Adresse : 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Site internet : engie.com

Le Document de Référence d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document de Référence déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un rapport intégré.

7.3.2 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2017	8 mars 2018
Publication des résultats du premier trimestre 2018	15 mai 2018
Assemblée Générale des actionnaires	18 mai 2018
Publication des résultats semestriels 2018	27 juillet 2018

7.4 Responsable du Document de Référence

7.4.1 Personne responsable du Document de Référence

Isabelle Kocher, Directeur Général

7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel

«J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omission de nature à en altérer la portée.

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées en Annexe B du présent Document de Référence, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquelles elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.»

Courbevoie, le 27 mars 2018

Le Directeur Général

Isabelle Kocher

7.5 Mandats des Commissaires aux comptes

7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte & Associés

Société représentée par M. Pascal Pincemin.

185 avenue Charles-de-Gaulle, 92524 Neuilly-sur-Seine Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par M. Stéphane Pedron.

1/2 place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

7.5.2 Commissaires aux comptes suppléants

AUDITEX (suppléant de Ernst & Young et Autres)

1/2 place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris-La Défense 1

Auditex, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

BEAS (suppléant de Deloitte & Associés)

195 avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine

BEAS, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

A

Annexe A - Lexique

Table de conversion	406	Sigles et acronymes	407
Unités de mesure	406	Glossaire	409

Table de conversion

1 kWh	0,09 m^3 de gaz naturel (soit 1 m^3 de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m^3 de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m^3
1 milliard de m^3 de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

Unités de mesure

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (1 milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm^3	Giga m^3 (1 milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (1 milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (1 million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m^2	Mètre carré
m^3	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (1 million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (1 milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

Sigles et acronymes

ACP	Autorité de Contrôle Prudentiel des établissements bancaires
AGM	Assemblée Générale Mixte
AMF	Autorité des marchés financiers
ATRD	Accès des Tiers au Réseau de Distribution – voir Glossaire
BAR	Base d'Actifs Régulés – voir Glossaire
BtoB	*Business to Business* (clientèle d'entreprises)
BtoC	*Business to Consumer* (clientèle de particuliers)
BtoT	*Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)
BU	*Business Unit* (unité opérationnelle)
Capex	*Capital expenditures* (dépenses d'investissement)
CEE	Comité d'Entreprise Européen
CER	*Certified Emission Reduction* (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire
CNIL	Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés
CO_2	Dioxyde de carbone
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire
EBITDA	*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*
E&P	Exploration-production d'hydrocarbures
EMAS	*Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN	*Euro Medium Term Notes* (Bons à moyen terme négociables)
ENR	Énergies Nouvelles et Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique…
ERM	Enterprise Risk Management (gestion des risques de l'entreprise)
EUA	*European Union Allowance* (droits d'émission européens)
FLNG	*Floating Liquefied Natural Gas* (gaz naturel liquéfié flottant)
FSRU	Unité flottante de stockage et de regazéification du GNL
GES	Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GIE	Groupement d'Intérêt Économique
GNL	Gaz Naturel Liquéfié – voir Glossaire
GNV	Gaz Naturel Véhicule – voir Glossaire
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié – voir Glossaire
IAS	*International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB	*International Accounting Standards Board*
IEG	Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire
IFRS	*International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)
IG	Intégration Globale
INCOME	*Internal Control Management and Efficiency* (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
IoT	*internet of things* (internet des objets)
IP	Intégration Proportionnelle
IPP	*Independent Power Producer* (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire
ISO	*International Organization for Standardization* – voir Glossaire
MEE	Mise en équivalence
NOx	Oxyde d'azote
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
ONG	Organisation Non Gouvernementale
OPCVM	Organismes de Placement Collectif de Valeurs Mobilières
Opex	*Operating expenses* (charges d'exploitation)
PEG	Plan d'Épargne Groupe
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PPA	*Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

PSI	Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire
R&D	Recherche et Développement
RH	Ressources humaines
ROCE	*Return On Capital Employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
ROE	*Return On Equity* (rentabilité des capitaux propres)
RSE	Responsabilité Sociale d'Entreprise
SO2	Dioxyde de soufre
SRV	*Shuttle Regasification Vehicle* (méthanier équipé de regazéifieurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs)
TMO	Taux Mensuel Obligataire
TSR	*Total Shareholder Return* – voir Glossaire
UE	Union européenne
VaR	*Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire
VPP	*Virtual Power Plant* (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

Glossaire

Accès des Tiers au Réseau (ATR)	Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.
Actions en autocontrôle	Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.
Actions en autodétention	Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.
Affrètement	Contrat par lequel un armateur (le fréteur) s'engage à mettre à disposition d'un tiers (l'affréteur) un navire moyennant le paiement d'une somme (le fret). Il existe plusieurs types de contrat d'affrètement : • affrètement coque nue : le navire est livré mais sans équipage, combustible, ni provisions de route ; • affrètement au voyage : l'armateur s'engage à transporter une cargaison d'un port à un autre port à un prix convenu ; • affrètement au temps : l'armateur met à la disposition de l'affréteur, pour une certaine période (pouvant aller jusqu'à 20 ans), un navire avec son équipage, moyennant un prix mensuel lié au tonnage.
Base d'Actifs Régulés (BAR)	La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.
Biogaz	Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration...) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.
Biomasse	Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.
Branchement	Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.
Canalisation de gaz	Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.
Capacité de transport	Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.
Centrale à cycle combiné	Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbo-générateur.
Centrale thermique	Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.
Certified Emission Reduction (CER)	Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.
Code Afep-Medef	Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en novembre 2015
Cogénération	Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.
Commercialisateur	Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).
Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz – Belgique (CREG)	Organisme autonome, investi d'une mission de conseil après des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.
Commission de Régulation de l'Énergie – France (CRE)	La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.
Dark spread	Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *dark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...)
Dessalement	Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution	Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.
Droits en nature des concédants	Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan. Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.
EBITDA at Risk	L'*EBITDA at Risk* mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management. Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95 %, un *EBITDA at Risk* de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1er janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5 %.
Électricité verte	L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.
Eco Management and Audit Scheme (EMAS)	Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.
Exploration	Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.
Facility management	Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil...
Gaz à Effet de Serre (GES)	Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.
Gaz coussin	Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.
Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)	Hydrocarbures légers gazeux dans les conditions normales de température et de pression et maintenus à l'état liquide en élevant la pression ou en abaissant la température.
Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.
Gaz Naturel Véhicule (GNV)	Composé à 100 % de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.
Gaz utile	Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.
Hub gazier	Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).
Independent Power Producer (IPP)	Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État. Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.
Industries électriques et gazières (IEG)	Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.
International Organization for Standardization (ISO)	Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).
ISO 14001	Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.
ISO 9001	Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail. Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.
Liquéfaction du gaz naturel	Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.
Marché spot	Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).
Méthanier	Navire transportant dans ses soutes du gaz naturel liquéfié (GNL) refroidi à – 163 °C.

Modulation	Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).
Ouvrages de raccordement	Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.
Partenariat public-privé	Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.
Point d'échange de gaz	Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.
Prestataire de Services d'Investissement (PSI)	Prestataire de Services d'Investissement dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.
Réseau principal	Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.
Réseau régional	Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.
Réserves 2P	Réserves prouvées et probables : estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir des gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50 % d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées	Estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées développées	Réserves prouvées qui peuvent être produites à partir d'installations existantes.
Réserves prouvées non développées	Réserves prouvées qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme par exemple une unité de compression.
Spark spread	Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *spark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers...).
Station de compression	Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.
Station de pompage	Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur *via* une turbine.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.
Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Tête de puits	Ensemble de raccords, vannes, buses, manomètres, thermomètres, etc. installés à la sortie d'un puits de production.
Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz...) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
Value at Risk (VaR)	La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading. À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99 %, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1 %, soit 2 ou 3 fois par an.
Virtual Power Plant (VPP)	Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.
Zone d'équilibrage	Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

B

Annexe B – Tables de concordance

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004 414

Informations sociales, environnementales et sociétales 417

Informations relatives au rapport de gestion 420

Informations relatives au rapport financier annuel 422

Informations relatives au rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise 423

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments requis par l'annexe 1 du règlement CE N° 809/2004, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
1. Personnes responsables	7.4 Responsable du Document de Référence	402
1.1 Personnes responsables	7.4.1 Personne responsable du Document de Référence	402
1.2 Attestation des personnes responsables	7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	402
2. Contrôleurs légaux des comptes	7.5 Mandats des Commissaires aux comptes	403
2.1 Contrôleurs légaux des comptes	7.5 Mandats des Commissaires aux comptes	403
2.2 Démission/départ de contrôleurs légaux des comptes	N/A	
3. Informations financières sélectionnées	1.2.1 Indicateurs financiers	13
4. Facteurs de risque	2. Facteurs de risque	45
5. Informations concernant l'émetteur		
5.1 Histoire et évolution de la Société	1.1.2 Histoire et évolution de la Société	6
5.2 Investissements		
5.2.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.6.2 Investissements nets des produits de cessions	198
5.2.2 Principaux investissements en cours	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	1.3 Présentation des activités du Groupe	15
5.2.3 Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir	1.1.4 Priorités stratégiques	9
6. Aperçu des activités		
6.1 Principales activités	1.1.1 Présentation générale	6
	1.1.3 Organisation	7
	1.2 Chiffres clés	13
	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	1.3 Présentation des activités du Groupe	15
6.2 Principaux marchés	1.1.7 Positions concurrentielles	12
	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	1.3 Présentation des activités du Groupe	15
6.3 Événements exceptionnels	N/A	
6.4 Degré de dépendance à l'égard de brevets, licences ou contrats	1.5 Politique de l'innovation, recherche et technologies	41
	2.3 Risques opérationnels	52
6.5 Position concurrentielle	1.1.7 Positions concurrentielles	12
7. Organigramme		
7.1 Description sommaire du Groupe	1.1.3 Organisation	7
7.2 Liste des filiales importantes	6.2 Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2017)	227
8. Propriétés immobilières, usines et équipements		
8.1 Immobilisations corporelles importantes	1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements	39
8.2 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5 Informations environnementales	88
9. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1 Rapport d'activité	186
10. Trésorerie et capitaux	6.1.2 Trésorerie et capitaux	202
10.1 Capitaux propres	6.1.1.7 Autres postes de l'état de situation financière	199
10.2 Flux de trésorerie	6.1.1.6 Évolution de l'endettement net	197
10.3 Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	202
	5.1.6 Titres non représentatifs du capital	176
	6.2 Comptes consolidés – Note 15 (Instruments financiers)	282
10.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux	202
10.5 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement	6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	202

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
11. Recherche et développement, brevets et licences	1.5 Politique de l'innovation, recherche et technologiess	41
12. Information sur les tendances		
12.1. Principales tendances ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	6.1.1.3 Activité et résultats consolidés des opérations	187
12.2 Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.2 Perspectives	187
13. Prévisions ou estimations du bénéfice	N/A	
14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale		
14.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1.1 Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	106
	4.3 Direction Générale	129
14.2 Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance et de la Direction Générale	4.1.1.7 Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts	119
15. Rémunération et avantages		
15.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	135
15.2 Montant provisionné aux fins du versement de pensions, retraites ou d'autres avantages	4.6.3 Provision de retraite	148
16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction		
16.1 Durée du mandat des Administrateurs	4.1.1.2 Administrateurs en exercice	107
16.2 Contrats de service avec les Administrateurs prévoyant l'octroi d'avantages à leur terme	4.8.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	168
16.3 Comité d'Audit et Comité de Rémunération	4.1.4 Les comités permanents du Conseil	123
16.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.3.2 Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration	120
17. Salariés		
17.1 Effectif et répartition des salariés	3.4.7 Données sociales	68
17.2 Participations et stock-options	4.1.1.6 Nombre d'actions et stock-options d'ENGIE détenues par les Administrateurs en exercice	119
	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	135
17.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	66
18. Principaux actionnaires		
18.1 Franchissements de seuils légaux	5.2.3 Franchissement des seuils légaux	182
18.2 Droits de vote	5.1.1 Capital social et droits de vote	170
18.3 Contrôle	5.2.2 Répartition du capital	182
	5.2.4 Action spécifique	183
18.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4 Action spécifique	183
19. Opérations avec des apparentés	4.8 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	165
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
20.1 Informations financières historiques	6.2 Comptes consolidés	203
	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	334
	6.4 Comptes sociaux	341
	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	388
20.2 Informations financières pro forma	N/A	
20.3 États financiers consolidés	6.2 Comptes consolidés	203
	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	334
20.4 Vérification des informations financières historiques annuelles		

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
20.4.1 Vérification des informations financières historiques	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	334
	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	388
20.4.2 Autres informations figurant dans le Document de Référence et vérifiées par les contrôleurs légaux	N/A	
20.4.3 Informations financières figurant dans le Document de Référence et non tirées des états financiers certifiés de l'émetteur	N/A	
20.5 Date des dernières informations financières	6.2 Comptes consolidés	203
	6.4 Comptes sociaux	341
20.6 Informations financières intermédiaires et autres	N/A	
20.7 Politique de distribution de dividendes	5.2.5 Politique de distribution des dividendes	183
20.8 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2 Comptes consolidés – Note 26 (contentieux et enquêtes)	326
	2.3.3 Risques juridiques	54
	7.2 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations	401
20.9 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2 Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	329
21. Informations complémentaires		
21.1 Capital social	5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital	169
21.1.1 Capital souscrit et capital autorisé non émis	5.1.1 Capital social et droits de vote	170
	5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital	170
	5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	171
21.1.2 Actions non représentatives du capital	5.1.6 Titres non représentatifs du capital	176
21.1.3 Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	5.1.5 Rachat d'actions	175
21.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	N/A	
21.1.5 Droits d'acquisition et obligations attachées au capital souscrit, mais non libéré, ou à toute augmentation de capital	N/A	
21.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.2.4 Action spécifique	183
21.1.7 Historique du capital social	5.1.4 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices	174
21.2 Acte constitutif et statuts	7.1 Dispositions légales et statutaires particulières	396
21.2.1 Objet social	7.1.1 Objet social de l'Émetteur	396
21.2.2 Organes d'administration et de direction	7.1.2 Organes d'administration et de direction	396
21.2.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	398
21.2.4 Modification des droits des actionnaires	7.1.4 Modification des droits attachés aux actions	399
21.2.5 Assemblées Générales	7.1.5 Assemblées Générales	399
21.2.6 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4 Action spécifique	183
	7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	398
21.2.7 Divulgation des franchissements de seuil	7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations	400
21.2.8 Modification du capital	7.1.7 Modification du capital	400
22. Contrats importants	6.1.2 Trésorerie et capitaux	202
	6.2 Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	244
	6.2 Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	329
23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt	N/A	
24. Documents accessibles au public	7.3 Documents accessibles au public	401
25. Informations sur les participations	6.2 Comptes consolidés – Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	235

Informations sociales, environnementales et sociétales

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments requis par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
Informations sociales			
Emploi	L'effectif total et la répartition des salariés par sexe, par âge et par zone géographique	3.4.7 Données sociales	68
	Les embauches et les licenciements	3.4.1.2 La Mobilité interne au service de la transformation du Groupe	63
		3.4.7 Données sociales	68
	Les rémunérations et leur évolution	3.4 Informations sociales	63
		3.4.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	66
		3.4.7 Données sociales	68
		6.2 Comptes consolidés – Note 24 (Rémunération des dirigeants)	325
Organisation du travail	L'organisation du temps de travail	3.4.7 Données sociales	68
	Absentéisme	3.4.7 Données sociales	68
Relations sociales	L'organisation du dialogue social, notamment les procédures d'information et de consultation du personnel et de négociation avec celui-ci	3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	64
	Le bilan des accords collectifs	3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	64
Santé et sécurité	Les conditions de santé et de sécurité au travail	3.4.6 Politique de santé et sécurité	67
	Le bilan des accords signés avec les organisations syndicales ou les représentants du personnel en matière de santé et de sécurité au travail	3.4.6 Politique de santé et sécurité	67
	Les accidents du travail, notamment leur fréquence et leur gravité, ainsi que les maladies professionnelles	3.4.7 Données sociales	68
Formation	Les politiques mises en œuvre en matière de formation	3.4.1.3 La formation pour développer les compétences et l'employabilité des collaborateurs	63
	Le nombre total d'heures de formation	3.4.7 Données sociales	68
Égalité de traitement	Les mesures prises en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes	3.4.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines	63
	Les mesures prises en faveur de l'emploi et de l'insertion des personnes handicapées	3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	64
	La politique de lutte contre les discriminations	3.4.7 Données sociales	68
Promotion et respect des stipulations des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail relatives	Au respect de la liberté d'association et du droit de négociation collective	3.4.5.2 Accords collectifs Groupe	67
		4.4 Éthique et compliance	130
	À l'élimination des discriminations en matière d'emploi et de profession	3.4.5.2 Accords collectifs Groupe	67
		4.4 Éthique et compliance	130
	À l'élimination du travail forcé ou obligatoire	3.4.5.2 Accords collectifs Groupe	67
		4.4 Éthique et compliance	130
	À l'abolition effective du travail des enfants	3.4.5.2 Accords collectifs Groupe	67
		4.4 Éthique et compliance	130

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
Informations environnementales			
Politique générale en matière environnementale	L'organisation de la Société pour prendre en compte les questions environnementales et, le cas échéant, les démarches d'évaluation ou de certification en matière d'environnement	3.5.2 Le management environnemental	88
	Les actions de formation et d'information des salariés menées en matière de protection de l'environnement	Hormis les formations liées à l'utilisation d'outils techniques du domaine, l'environnement ne fait pas l'objet de formation spécifique mais est plutôt intégré dans d'autres formations telles que celles du domaine de la santé sécurité.	
	Les moyens consacrés à la prévention des risques environnementaux et des pollutions	3.5.4.9 Une prévention active des risques environnementaux	95
	Le montant des provisions et garanties pour risques en matière d'environnement, sous réserve que cette information ne soit pas de nature à causer un préjudice sérieux à la Société dans un litige en cours	6.2 Comptes consolidés – Note 18 (Provisions) 3.5.4.4 L'énergie nucléaire 3.5.4.9 Une prévention active des risques environnementaux 3.5.4.11 L'utilisation des sols	309 93 95 96
Pollution	Les mesures de prévention, de réduction ou de réparation de rejets dans l'air, l'eau et le sol affectant gravement l'environnement	3.5.4.6 Les déchets	94
	La prise en compte des nuisances sonores et de toute autre forme de pollution spécifique à une activité	3.5.4.10 Les nuisances	96
Économie circulaire	La prévention et gestion des déchets	3.5.4.6 Les déchets	94
	Les mesures de prévention, de recyclage, de réutilisation, d'autres formes de valorisation et d'élimination des déchets	3.5.4.1 Le changement climatique 3.5.4.6 Les déchets	91 94
	Les actions de lutte contre le gaspillage alimentaire	3.5.4.6 Les déchets	94
	L'utilisation durable des ressources	3.5.4.5 L'eau 3.5.4.6 Les déchets	93 94
	La consommation d'eau et l'approvisionnement en eau en fonction des contraintes locales	3.5.4.5 L'eau	93
	La consommation de matières premières et les mesures prises pour améliorer l'efficacité dans leur utilisation	3.5.4.2 Les énergies renouvelables 3.5.4.3 L'efficacité énergétique	92 93
	La consommation d'énergie, les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables	3.5.4.2 Les énergies renouvelables 3.5.4.3 L'efficacité énergétique	92 93
	L'utilisation des sols	3.5.4.11 L'utilisation des sols	96
Changement climatique	Les rejets de gaz à effet de serre	3.5.4.1 Le changement climatique	91
	L'adaptation aux conséquences du changement climatique	3.5.4.1 Le changement climatique	91
Protection de la biodiversité	Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité	3.5.4.8 La gestion de la biodiversité	95

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
Informations sociétales			
Impact territorial, économique et social de l'activité de la Société	En matière d'emploi et de développement régional	3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires	97
	Sur les populations riveraines ou locales	3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires	97
Relations entretenues avec les personnes ou les organisations intéressées par l'activité de la Société, notamment les associations d'insertion, les établissements d'enseignement, les associations de défense de l'environnement, les associations de consommateurs et les populations riveraines	Les conditions du dialogue avec ces personnes ou organisations	3.6.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	97
	Les actions de partenariat ou de mécénat	3.6.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité	98
Sous-traitance et fournisseurs	La prise en compte dans la politique d'achat des enjeux sociaux et environnementaux.	3.7 Achat, sous-traitance et fournisseurs	99
	L'importance de la sous-traitance et la prise en compte dans les relations avec les fournisseurs et les sous-traitants de leur responsabilité sociale et environnementale	3.7 Achat, sous-traitance et fournisseurs	99
	Les actions engagées pour prévenir la corruption	4.4 Éthique et compliance	130
Loyauté des pratiques	Les mesures prises en faveur de la santé et de la sécurité des consommateurs	4.4 Éthique et compliance	130
	Les autres actions engagées au titre du présent 3°, en faveur des droits de l'homme	4.4 Éthique et compliance	130

Informations relatives au rapport de gestion

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport de gestion requis par les dispositions légales et réglementaires (article L225-100-1 du Code de commerce).

Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion d'ENGIE au 31 décembre 2017 :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
I – Activité			
L. 232-1-II du Code de commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé	6.1.1 Rapport d'activité 6.2 Comptes consolidés	186 203
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	6.1.1.2 Perspectives	187
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	6.2 Comptes consolidés – Note 27 (Événements postérieurs à la clôture)	329
	Activités en matière de recherche et de développement	1.5 Politique de l'innovation, recherche et technologies 6.2 Comptes consolidés – Note 13.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	41 279
R. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Activité de la Société et de ses filiales au cours du dernier exercice écoulé	1.1.1 Présentation générale 1.1.3 Organisation 1.2 Chiffres clés 1.1.4 Priorités stratégiques 1.3 Présentation des activités du Groupe	6 7 13 9 15
L. 233-6, al. 2 du Code de commerce	Activité et résultats de l'ensemble de la Société et de ses filiales par branche d'activité	6.1.1.3 Activité et résultats consolidés des opérations 6.1.1.4 Évolution des activités des secteurs reportables du Groupe	187 189
L. 225-100-1 du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement)	6.1.1 Rapport d'activité 6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	186 202
L. 225-100-1 du Code de commerce	Indicateurs clés de performance de nature financière et, le cas échéant, de nature non financière	1.2 Chiffres clés	13
L. 225-100-1 du Code de commerce	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe	2 Facteurs de risque 6.2 Comptes consolidés – Note 16 (Risques liés aux instruments financiers)	45 294
L. 441-6-1 du Code de commerce D. 441-4 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs	6.1.1.8 Comptes sociaux	200
II – Informations à caractère financier			
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionnariat	5.2.2 Répartition du capital 5.2.3 Franchissement de seuils légaux 5.2.4 Action spécifique	182 182 183
	Nom des Sociétés contrôlées participant à un autocontrôle de la Société et part du capital qu'elles détiennent	N/A	
L. 233-6, al. 1 du Code de commerce	Prises de participation significatives de l'exercice dans des Sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2 Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre) 6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	244 386
R. 225-102, al. 2 du Code de commerce	Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des 5 derniers exercices	6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	387
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.5 Rachat d'actions 6.2 Comptes consolidés – Note 17 (Éléments sur capitaux propres)	175 306
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	État de la participation des salariés au capital social	5.2.2 Répartition du capital 3.4.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	182 66
L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	N/A	
R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	N/A	

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
III – Informations juridiques et fiscales			
Article 243 bis du Code général des impôts	Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.2.5 Politique de distribution des dividendes	183
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2 Comptes consolidés – Note 26 (Contentieux et enquêtes) 2.3.3 Risques juridiques 7.2 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations	326 54 401
L. 225-100-1 du Code de commerce	Informations sur les procédures de contrôle et de gestion des risques	4.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	160
IV – Informations portant sur les mandataires sociaux			
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : • soit d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions ; • soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées.	4.6.5.1 Disponibilité des Actions de Performance et des actions issues de levées de stock-options	151
L. 621-18-2 du Code monétaire et financier Article 223-26 du Règlement général de l'AMF	Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2017	159
L. 225-197-1, II al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution d'actions gratuites, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : • soit d'interdire aux dirigeants de céder avant la cessation de leurs fonctions les actions qui leur ont été attribuées gratuitement ; • soit de fixer la quantité de ces actions qu'ils sont tenus de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions.	4.6.5.1 Disponibilité des Actions de Performance et des actions issues de levées de stock-options	151
V – Informations environnementales et sociales			
L. 225-100-1 4°, L. 225-102-1 III et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales	2.4 Risques industriels 2.2.3 Impact du climat 3.5 Informations environnementales	56 51 88
L. 225-102-1 III et R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	3.4 Informations sociales	63
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les Sociétés exploitant au moins un site classé Seveso «seuil haut»	2.4.1 Installations industrielles et sites Seveso 3.5 Informations environnementales	56 88
L.225-102-4 du Code de commerce	Plan de vigilance	4.5 Plan de Vigilance	133

Informations relatives au rapport financier annuel

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport financier annuel tels que mentionnés aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et requis par l'article 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Le tableau ci-après reprend les éléments du rapport financier annuel :

Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
Comptes annuels de la Société	6.4 Comptes sociaux	341
Comptes consolidés du Groupe	6.2 Comptes consolidés	203
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant	
Attestation du responsable du rapport financier annuel	7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	402
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	388
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	334
Honoraires des Commissaires aux comptes	6.2 Comptes consolidés – Note 28 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)	330
Rapport du Conseil d'Administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1 Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise	105
Procédures de Contrôle interne mises en place par la Société	4.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société	160
Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Conseil d'Administration de la Société ENGIE	4.8 Rapport des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées et contrats de service	165
	6.5 Rapport des commissaires aux compter les comptes consolidés (Vérification du rapport de gestion et des autres documents adressés aux actionnaires)	388

Informations relatives au rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise requis par l'article L. 225-37 du Code de commerce, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
Article L. 225-37-2 du Code de commerce		
Principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables aux dirigeants mandataires sociaux en raison de leur mandat	4.6.1.9 Principes et les critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables aux dirigeants mandataires sociaux en raison de leur mandat	146
Article L. 225-37-3 du Code de commerce		
Rémunération totale et avantages de toute nature versés à chaque mandataire social durant l'exercice ainsi que les engagements de toute nature pris au bénéfice des mandataires sociaux	4.6.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	135
Article L. 225-37-4 du Code de commerce		
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute Société par chaque mandataire social	4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice	109
Conventions réglementées	4.8 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	165
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'assemblée générale des actionnaires dans le domaine des augmentations de capital	5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	171
Modalités d'exercice de la direction générale	4.3 Direction Générale	129
Composition du Conseil	4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration	106
Conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	120
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration	106
Limitation que le Conseil d'Administration apporte aux pouvoirs du directeur général	4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	120
Déclaration sur le code de gouvernement d'entreprise et raisons pour lesquelles des dispositions ont été écartées le cas échéant	4.1.6 Code de gouvernement d'entreprise	126
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.1.7 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	127
Article L. 225-37-5 du Code de commerce		
Éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	3.4.4 Epargne salariale et Actionnariat Salarié	66
	4.1.1 Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance	106
	4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	120
	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	135
	5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	171
	5.2.2 Répartition du capital	182
	5.2.3 Franchissement de seuils légaux	182
	5.2.4 Action spécifique	183
	7.1 Dispositions légales et statutaires particulières	394